

PROPUESTA DE MEJORA DE LA CONFIABILIDAD EN SUBESTACION 20 DE JULIO
ASOCIADA AL SDL DE LA CIUDAD DE BARRANQUILLA

GUSTAVO ADOLFO SEGURA BOVEA



UNIVERSIDAD DE LA COSTA
DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA
2018

PROPUESTA DE MEJORA DE LA CONFIABILIDAD EN SUBESTACION 20 DE JULIO
ASOCIADA AL SDL DE LA CIUDAD DE BARRANQUILLA

GUSTAVO ADOLFO SEGURA BOVEA

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
Eléctrico

Tutor del proyecto:

ING. JORGE IVAN SILVA ORTEGA Ms.C.

Cotutor:

ING. ELIANA NORIEGA Ms.C. (c)

UNIVERSIDAD DE LA COSTA
DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA
2018

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Barranquilla, 09 de abril de 2018

Agradecimientos

Le agradezco a Dios por su infinita paciencia y a todas las personas que de una u otra manera influyeron en mí para lograr la culminación de este proyecto. A mi familia por cuidarme y nunca dejar de creer en mí y a Maira Alejandra por su consistente apoyo y sacrificio en este proceso.

A las personas que me brindaron su conocimiento dentro del Centro Local de Distribución y las diferentes compañías donde laboré como la Universidad del Norte, K Ingenierías S.A y K&V S.A.S.

A mi tutor Ing. Jorge Silva y a mi cotutora, Ing. Eliana Noriega, por su dedicación en este trabajo y brindarme su conocimiento para aplicarlo en este proyecto. Al Ing. José Luis Rodríguez por su confianza y al Ing. Alfonso Pinedo y su equipo de trabajo por brindarme las herramientas para llevar a cabo este proyecto.

Gustavo Adolfo Segura Bovea

Contenido

Agradecimientos.....	4
Lista de tablas y figuras.....	5
Resumen	8
Abstract	9
Introducción	12
1. Planteamiento del problema	14
2. Justificación.....	17
3. Objetivos	18
3.1 Objetivo general.....	18
3.2 Objetivos específicos	18
4. Alcance.....	19
5. Aspectos metodológicos.....	20
6. Estado del arte	22
7. Capítulo 1: Marco Teórico	24
7.1 Concepto y configuraciones en subestaciones eléctricas de distribución.....	24
7.2 Tecnologías utilizadas en S/E de distribución	27
7.2.1 Aisladas al aire (AIS).....	28
7.2.2 Aisladas en gas (GIS).....	28
7.2.3 Híbridas (HIS).....	28
7.3 Equipos típicos en una S/E de distribución.....	28
7.3.1 Interruptores de potencia.....	28
7.3.2 Seccionadores	29
7.3.3 Transformadores de potencia.....	30
7.3.4 Equipos de medida.....	31
7.4 Aspectos de redes de distribución.....	32

7.4.1	Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su construcción.....	32
7.4.2	Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica.....	34
7.4.3	Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas	34
7.4.4	Arquitectura de red	35
7.5	Flujos de potencia en sistemas de distribución	39
7.5.1	Modelo matemático para el estudio del flujo.....	40
7.5.2	Método de Newton-Raphson	42
7.6	Criterios de calidad y confiabilidad en S/E de distribución.....	47
7.6.1	Indicadores básicos asociados a la confiabilidad.....	48
7.6.2	Indicadores de confiabilidad asociados a los usuarios.....	50
7.6.3	Indicadores de confiabilidad orientados a la carga y energía	52
7.6.4	Esquemas de calidad	53
7.6.5	Marco regulatorio colombiano.....	56
7.7	Metodología del retorno de inversión en proyectos de S/E de distribución	57
7.7.1	Metodología de recaudo.....	57
7.7.2	Estructura tarifaria	58
7.7.3	Recuperación del capital reconocido	59
7.8	Protecciones típicas en S/E de distribución	62
7.8.1	Características de los sistemas de protección	63
7.8.2	Componentes de un sistema de protecciones.....	64
7.8.3	Protecciones en subestaciones de distribución	65
7.8.4	Procedimientos básicos de coordinación de protección en S/E de distribución	66
7.9	Herramientas de simulación.....	66
7.9.1	DIGSILENT.....	67
7.9.2	ETAP.....	68
7.9.3	NEPLAN.....	69
8.	Metodología.....	70

8.1	Recopilación de información de la subestación 20 de Julio.	70
8.1.1	Aspectos técnicos y operativos de la subestación 20 de Julio	71
8.2	Selección del software para el estudio.	75
8.3	Modelación de la subestación 20 de Julio.....	76
8.4	Propuestas de acciones de mejora.....	79
9.	Resultados	81
9.1	Flujo de Carga.....	83
9.2	Análisis de efecto de falla.....	84
9.3	Análisis de confiabilidad.....	87
9.4	Alternativas de solución.....	92
9.4.1	Alternativa técnica 1	92
9.4.2	Alternativa técnica 2	94
10.	Conclusiones	96
11.	Referencias	98

Lista de tablas y figuras**Tablas**

Tabla 5.1 Matriz de actividades.....	20
Tabla 7.1 Características principales de los interruptores de potencia	29
Tabla 7.2. Características constructivas de los seccionadores	30
Tabla 8.1. Capacidad de la subestación 20 de Julio.....	71
Tabla 9.1 Parámetros eléctricos de las líneas a 110 kV asociadas a 20 de Julio.	82
Tabla 9.2. Características eléctricas de los transformadores en 20 de Julio.	83
Tabla 9.3 Flujo de carga de transformadores en 20 de Julio.....	83
Tabla 9.4 Flujo de Carga en el TR-01 de 20 de Julio.	84
Tabla 9.5 Flujo de Carga en el TR-02 de 20 de Julio.	84
Tabla 9.6 Condiciones de cargabilidad de la subestación 20 de Julio.	87
Tabla 9.7 Cargabilidad en los TR en ausencia en uno de ellos.....	87
Tabla 9.8 Pérdidas económicas en la subestación 20 de Julio.	88
Tabla 9.9 Estadísticas de falla de la subestación 20 de Julio.	89
Tabla 9.10 Indisponibilidad en horas de los circuitos de la subestación 20 de Julio...89	
Tabla 9.11 Estadísticas de falla de las líneas asociadas a 20 de Julio.....	90
Tabla 9.12 Horas de indisponibilidad de las líneas de la subestación.	90
Tabla 9.13 Horas de indisponibilidad de los transformadores de la subestación.....	91
Tabla 9.14 Estadística de falla y tasa de falla de los transformadores de 20 de Julio..91	
Tabla 9.15 Energía no suministrada por transformadores de 20 de Julio.	92
Tabla 9.16 Cargabilidad en indisponibilidad de alguno de los dos transformadores.	
Alternativa Técnica 1.	93
Tabla 9.17 Cargabilidad bajo la alternativa técnica 2.	95

Figuras

Figura 7.1 Esquema barrasencilla o simple..	
Figura 7.2 Esquema de barra simple con seccionador bypass...	
Figura 7.3 Esquema de barra partida con interruptor.....	
Figura 7.4 Doble barra con seccionador de transferencia..	
Figura 7.5 Simbología de transformadores bi-devanados y tri-devanados...	
Figura 7.6 Esquema general de la arquitectura de red en sistemas de distribución local.....	
Figura 7.7. Estructura antena.	
Figura 7.8. Estructura pétalo..	
Figura 7.9. Estructura pétalo apoyado.....	
Figura 7.10. Estructura USO.....	
Figura 7.11. Estructura en espiga.	
Figura 7.12. Estructura USO apoydo...	
Figura 7.13. Estructura espiga apoyada.	
Figura 7.14 Circuito básico de admitancia en serie..	
Figura 7.15 Software DIGSILENT PowerFactory.	68
Figura 7.16 Software ETAP.....	68
Figura 7.17 Software NEPLAN.	69
Figura 8.1 Etapas de estudio en mejoras de confiabilidad de la subestación 20 de Julio.....	
Figura 8.2. Configuración a nivel 110 kV de la subestación 20 de Julio.....	
Figura 8.3. Subestación 20 de Julio por 110 kV..	
Figura 8.4. IAR interna de la subestación 20 de Julio..	
Figura 8.5. IAR con otras subestaciones asociadas a la Subestación 20 de Julio.....	

Figura 8.6. Plataforma BDI del equipo no Tele-controlado entre Aeropuerto 1 y Santo Domingo.....	
Figura. 8.7. Subestación híbrida móvil en la subestación 20 de Julio (Interruptor/Seccionador).....	
Figura 8.8. Subestación híbrida móvil en la subestación 20 de Julio (Transformador de potencia).....	
Figura 8.9. Comportamiento de la potencia activa, reactiva y aparente de la subestación híbrida móvil en la subestación 20 de Julio.....	
Figura 8.10. Comportamiento de la potencia activa, reactiva y aparente del transformador 2 de la Subestación 20 de Julio.. ..	
Figura 8.11. Flujograma de proceso considerado para el análisis de confiabilidad en subestación 20 de Julio.....	
Figura 9.1 Diagrama unifilar actual de la subestación 20 de Julio a nivel 13,8 kV y 110 kV.....	
Figura 9.2 Simulación en DIGSILENT en 20 de Julio.. ..	
Figura 9.3 Transferencia de carga al TR-02 con interruptor de acople entre barras.....	
Figura 9.4 Alternativa técnica 1.. ..	

Resumen

Este proyecto se contempla la mejora de la confiabilidad de la subestación 20 de Julio, asociada al Sistema de Distribución Local (SDL) en la ciudad de barranquilla, operada por el Centro Local de Distribución (CLD) de la empresa Electricaribe S.A. E.S.P. donde se utilizó el programa DIGSILENT para simular los escenarios posibles y observar el funcionamiento de la subestación para brindar alternativas de solución. Este proyecto está compuesto por 3 capítulos, en el primer capítulo se recopila información acerca de las distintas configuraciones de las subestaciones de distribución, equipos que la conforman, las tecnologías utilizadas y los aspectos generales de las redes de distribución como su arquitectura de red y equipos de maniobra. Así mismo, se contempla los criterios de calidad del servicio y la manera de cómo la empresa prestadora de servicio de energía puede realizar su retorno de la inversión con base a la Resolución GREG 015 del 2018 la cual deroga la Resolución CREG 087 del 2008. En el segundo capítulo, se recopila la información como aspectos técnicos y operativos de la subestación, la selección del software DIGSILENT el cual ofrece una plataforma amigable con el usuario y que por medio de este se modela la subestación para analizar su comportamiento en escenarios de contingencia. Luego se analiza el flujo de carga, se analizan las posibles fallas y su cargabilidad al momento de ocurrir dicha falla y las posibles alternativas de solución frente a esos casos de contingencia. Y en el tercer capítulo, se exponen el flujo de carga de la subestación, los análisis de efecto de falla y, por consiguiente, los posibles trabajos y las recomendaciones para mejorar las condiciones de trabajo y funcionamientos actuales de la subestación 20 de julio en la ciudad de Barranquilla.

Palabras clave: Confiabilidad, Subestación, distribución, flujo de carga.

Abstract

This project includes the improvement of the reliability of the 20 de Julio substation, associated with the Local Distribution System (SDL) in the city of Barranquilla, operated by the Local Distribution Center (CLD) of the company Electricaribe S.A. E.S.P. where the DIGSILENT program was used to simulate the possible scenarios and observe the operation of the substation to provide alternative solutions. This project is made up of 3 chapters, in the first chapter information is gathered about the different configurations of the distribution substations, the equipment that make up the same, the technologies used and the general aspects of the distribution networks as their network architecture and equipment. of maneuver. Likewise, it contemplates the criteria of service quality and the way in which the energy service company can realize its return on investment based on Resolution GREG 015 of 2018 which repeals Resolution CREG 087 of 2008. In In the second chapter, the information is collected as technical and operative aspects of the substation, the selection of the DIGSILENT software which offers a user friendly platform and through which the substation is modeled to analyze its behavior in contingency scenarios. Then the load flow is analyzed, the possible faults and their chargeability at the time of said failure and the possible alternative solutions to these contingency cases are analyzed. And in the third chapter, the load flow of the substation, the fault effect analysis and, consequently, the possible works and the recommendations to improve the working conditions and current operations of the substation July 20 in the city of Barranquilla

Keywords: Reliability, Substation, distribution, load flow.

Introducción

Dentro del proceso de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica existen equipos que permiten llevar a cabo con éxito el suministro de energía eléctrica en todo un país, ciudades y regiones, solventando las necesidades de abastecimiento de energía eléctrica de la población conectada a la red. La modularidad de las subestaciones, la confiabilidad del sistema eléctrico, la flexibilidad al momento de realizar mantenimientos con el propósito de garantizar la continuidad en el suministro de energía eléctrica.

Dentro de todo el proceso que va de la generación hasta los usuarios finales, existen las subestaciones eléctricas como nodos destinados a ejercer funciones de transformación, maniobra y distribución de circuitos. Ramirez (1991) quien señala que: “Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad” (p. 1).

Existen diferentes tipos de subestaciones que van acorde a las necesidades de los usuarios destacando las de distribución de la energía, las de maniobras, planes de contingencia, las cuales se pueden clasificar de acuerdo a su función y su forma constructiva. Por este motivo, su uso juega un papel fundamental para establecer parámetros de confiabilidad, seguridad y flexibilidad sin verse afectado de manera significativa la inversión en proyectos para la construcción y mejoras de las subestaciones eléctricas.

Este proyecto se enfoca en proponer mejoras técnicas y operativas en la subestación 20 de julio en la ciudad de Barranquilla, utilizando una herramienta de simulación de sistemas eléctricos (DGSILENT) con el fin de establecer parámetros significativos que contribuyan a la mejora de las condiciones del servicio de energía eléctrica en el sector correspondido por la subestación. Representando los valores reales de cargabilidad de la

subestación y recomendar cambios que contribuyan a la confiabilidad y flexibilidad de la subestación.

1. Planteamiento del problema

El acceso a la energía eléctrica en el mundo ha venido mejorando gracias a las tecnologías actuales y a las configuraciones de las redes de transmisión y de las subestaciones. Según el Banco Mundial, Colombia entre 1990 y 2016 mejoró de un 89,9% a 99,004% en la distribución de la energía eléctrica en general lo cual significa al acceso a la electricidad. En la zona rural pasó de un 71% a 95,7% mejorando las condiciones de vida de su población y contribuyendo al desarrollo del País (Banco Mundial, 2018).

El tema de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica para usuarios finales es un tema revisado a nivel global. Se destacan aportes del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) el cual desarrolla metodologías y tecnologías innovadoras basadas en la confiabilidad y condiciones para la optimización de la operación y mantenimiento de transformadores de potencia por medio del proceso de manteamiento basado en la confiabilidad o Reliability-centred Maintenance. (RCM) (Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2018).

RCM se basa en la puesta de manifiesto de todos los fallos potenciales que puede tener una instalación, en la identificación de las causas que los provocan y en la determinación de una serie de medidas preventivas que eviten esos fallos acordes con la importancia de cada uno de ellos. A lo largo del proceso se plantean una serie de preguntas claves que deben quedar resueltas (Ingeniería del mantenimiento, 2018).

- ¿Cuáles son las funciones deseadas para el equipo que se está analizando?
- ¿Cuáles son los estados de falla (fallas funcionales) asociados con estas funciones?
- ¿Cuáles son las posibles causas de cada uno de estos estados de falla?
- ¿Cuáles son los efectos de cada una de estas fallas?
- ¿Cuál es la consecuencia de cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla?

- ¿Qué hacer si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva?

Según los pronósticos de la UPME en su plan de expansión 2017 – 2031 señala que las ciudades de la Región Caribe colombiana han venido creciendo de manera acelerada gracias a la búsqueda constante por parte de sus dirigentes de estar a la vanguardia de las grandes ciudades del mundo en materia turística, industrial y comercial y así generar un desarrollo positivo en cada una de sus áreas metropolitanas. El crecimiento en la ciudad de Barranquilla ha elevado la tasa de empleo gracias al desarrollo de proyectos de construcción de edificios residenciales, como también el posicionamiento de empresas en el área metropolitana, lo que conlleva a requerir una mayor demanda de energía eléctrica.

No obstante, el crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia, que acompaña la distribución de electricidad hacia los usuarios finales, no ha tenido este mismo proceso, debido a este gran desarrollo, algunas subestaciones eléctricas en la ciudad de Barranquilla han tenido inconvenientes al momento de cumplir con la demanda exigida por los usuarios, lo que ocasiona disparos imprevistos de los interruptores en las subestaciones por sobrecarga y por consiguiente, afecta los parámetros de seguridad del sistema, desconectando a usuarios para garantizar las condiciones de operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), lo que representa pérdidas económicas para la compañía distribuidora y comercializadora, falta de abastecimiento a los usuarios, afectación de los indicadores de seguridad y confiabilidad e inconformidad por los usuarios finales. En adición, el alto consumo de energía en horas pico, la falta de mantenimiento y la poca inversión en las subestaciones eléctricas también generan este tipo de inconvenientes.

Dentro del anillo de distribución que soporta la seguridad en el suministro de energía eléctrica en la ciudad de Barranquilla se encuentra la Subestación 20 de Julio, localizada en la Cl. 56 # 38 - 74, Soledad, Atlántico, que alimenta gran parte de los usuarios ubicados en el sur-occidente en la ciudad. Los registros de falla de componentes de la subestación se

reportan desde el 4 de mayo del 2014, lo cual afectó gran parte de los usuarios dejando 7 circuitos fuera de servicio de los 13 existentes en esta subestación, (Cordero, 2014) lo cual implicó un deslastre considerable de cargas residenciales y comerciales. El 26 de noviembre del 2017, luego de haber pasado las pruebas de vacío, al momento de cerrar un circuito asociado, una falla de aislamiento en la fase R por alta tensión del transformador afectado en el evento anterior surgió dejando el transformador indisponible y, por consiguiente, se pasó la carga nuevamente a la subestación móvil.

Por este motivo, se hace necesario proponer mejoras técnicas y operativas en subestación 20 de Julio en la ciudad de Barranquilla que permitan mejorar el flujo de carga en nodos de distribución secundaria para mejorar la confiabilidad, la modularidad y la flexibilidad de los circuitos asociados a esta subestación y por consiguiente, la mejora en el servicio de energía eléctrica en los barrios pertenecientes a estos circuitos. Con base en lo anterior surge la siguiente pregunta problema.

¿Se conocen las especificaciones técnicas que debe tener la subestación 20 de julio en la ciudad de Barranquilla para operar sistemas de distribución basado en requerimientos de confiabilidad, modularidad y flexibilidad?

2. Justificación

La continuidad del servicio de energía es uno de los factores más relevantes dentro de la compañía prestadora del servicio regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), según código de operación vigente. No obstante, la calidad del suministro va ligada a este factor.

La confiabilidad, modularidad y flexibilidad dentro de las instalaciones de cada una de las subestaciones asociadas al SDL es de vital importancia debido que su operación repercute en los indicadores técnicos y económicos de la compañía.

El estudio de la confiabilidad en subestaciones de distribución es un tema a considerar por operadores de red y agentes del sector de energía eléctrica, debido a que en las subestaciones de distribución reductoras o cercanas a usuarios finales debe garantizar la confiabilidad en sus elementos. Lo que implica una falla en las redes de distribución primarias pueden alterar el funcionamiento de la subestación completamente, si en esas redes existen cruces, transferencias de carga, puntos de frontera, entre otras actividades de maniobra, lo cual implica mejoras en flexibilidad de la configuración. (Ramirez C. F., 1991, pág. 5).

El estudio de la confiabilidad de la subestación de distribución 20 de Julio ubicada en la ciudad de Barranquilla permitirá mitigar las principales causas que influyen en la confiabilidad de la subestación de distribución y así obtener posibles soluciones puntuales teniendo en cuenta el factor económico y ser una ciudad referente en la continuidad del servicio de energía de la región Caribe Colombiana.

3. Objetivos

3.1 Objetivo general

Proponer mejoras en la confiabilidad de la subestación 20 de julio asociada al Sistema de Distribución Local (SDL) en la ciudad de Barranquilla para mejorar la prestación del servicio de energía en los usuarios finales.

3.2 Objetivos específicos

Realizar una revisión bibliográfica de las subestaciones eléctricas y redes de distribución.

Modelar escenarios de carga haciendo uso de flujo de carga en la subestación 20 de julio.

Evaluar la confiabilidad en la operación de los elementos y sistemas que integran la subestación 20 de julio.

Proponer alternativas de mejora para la confiabilidad de los elementos asociados a la subestación 20 de julio.

4. Alcance

El estudio de la confiabilidad en subestaciones de distribución en el SDL en la ciudad de Barranquilla propone mejoras considerando el escenario de la Subestación 20 de julio a nivel de 13.8 kV mediante el software DIGSILENT Power Factory 15.1 el cual determina el grado de confiabilidad de la subestación.

El estudio cuenta con la modelación del sistema de Sub-transmisión asociada a la subestación para tener un panorama real de las líneas que influyen en ella. Además, se integra el estudio de las cargas asociadas a 13.8 kV pertenecientes a esta subestación. El suministro de la información será dado por el Operador de Red con el fin de establecer las variables reales del sistema que integran esta subestación y así reforzar las medidas de variabilidad de esta subestación.

5. Aspectos metodológicos

Esta investigación estuvo estructurada en varias fases que guardan coherencia con los objetivos específicos del proyecto y agrupan una serie de actividades puntuales. Es importante resaltar que el estudio implicó la recopilación de información documental a partir de diferentes fuentes bibliográficas, así como la información de las estadísticas de falla de la subestación y las horas de indisponibilidad durante el periodo de estudio.

Se empleó una metodología de investigación aplicada mediante el cual se pretende proponer acciones de mejoras en la confiabilidad de la subestación 20 de julio en la ciudad de Barranquilla.

A continuación, en la tabla 5.1 se presenta la Matriz de Actividades que muestra la relación entre los objetivos, las actividades y una breve descripción de éstas desarrolladas en el marco de la investigación.

Tabla 5.1

Matriz de actividades.

Objetivo General	Objetivos Específicos	No	Actividad	Descripción
Proponer mejoras en la confiabilidad de la subestación 20 de Julio asociada al Sistema de Distribución Local (SDL) en la ciudad de Barranquilla para mejorar la prestación del servicio de energía en los usuarios finales	Realizar una revisión bibliográfica de las subestaciones eléctricas y redes de distribución.	1	Revisión bibliográfica	Recopilación de la información acerca de las características más relevantes de las subestaciones de distribución. Sistematizar la información recopilada y obtención de conclusiones al respecto.
	Modelar escenarios de carga haciendo uso de flujo de carga en la subestación 20 de julio.	1	Recopilación de datos	Recopilación de datos de máxima demanda de la subestación 20 de Julio por parte del operador de Red, para realizar la modelación del flujo de carga
		2	Modelación del flujo de carga de la subestación 20 de julio.	Modelación del flujo de carga de la subestación 20 de julio a través de los datos suministrados dados por el operador de red.

Evaluar la confiabilidad en la operación de los elementos y sistemas que integran la subestación 20 de julio.	1	Simulación del indicador de energía no suministrada.	Simulación de la confiabilidad de la subestación por medio de la estadística de falla de los años 2015 y 2017 utilizando el software DIGSILENT.
Proponer alternativas de mejora para la confiabilidad de los elementos asociados a la subestación 20 de julio.	1	Propuestas de acciones de mejoras.	Proponer alternativas técnicas de mejora para la confiabilidad de la subestación 20 de julio.

Nota: *Elaboración propia.*

6. Estado del arte

Anteriormente, el estudio de confiabilidad se basaba a los sistemas de generación donde el interés principal era la disponibilidad de energía y potencia. Sin embargo, en 1964, cuando se publican artículos sobre confiabilidad en sistemas de transmisión y distribución (Todd, 1964).

Otra de las motivaciones a los estudios de confiabilidad en los sistemas de transmisión y distribución fueron los frecuentes apagones en el país norteamericano dejando cuantiosos daños y pérdidas lo que llevó a la comunidad ingenieril considerar que también era necesario conocer los puntos débiles de la red (Arriagada, 1994).

En el artículo *“Power System Reliability Calculations – Measures of Reliability and Methods of Calculations”* se presentó una lógica básica para calcular los índices de confiabilidad en las cargas. Sin embargo, Billinton y Bollinguer en 1968, demostraron que estas ecuaciones mostraban resultados incoherentes utilizando la técnica Markoviana (Billinton & Bollinguer , 1968).

En 1975, se presentan dos trabajos los cuales modifican el artículo anteriormente descrito y tuvieron gran aceptación gracias a su facilidad de manejo y su simplicidad en la programación computacional y que más tarde fueron utilizadas en por empresas de distribución de energía para mejorar el desempeño de las redes (Grover & Billinton , A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation, 1974) (Grover & Billinton , Reliability Assessment of Transmission and Distribution Schemes, 1975).

Las subestaciones eléctricas de distribución son un componente relevante en los sistemas de potencia donde su finalidad es mantener el suministro de energía para evitar pérdidas económicas. La confiabilidad de la subestación de distribución depende del esquema de barrajes o interruptores y la tecnología, calidad y edad de los equipos que la conforman.

Uno de los métodos más difundidos para valorar la confiabilidad de una subestación es la técnica de simplificada de bloques de frecuencia y duración que consiste en que cada equipo está definido por una tasa media de falla dada por la frecuencia en que ocurre y un tiempo medio de reparación lo cual representa el tiempo que dura la falla en repararse (Gómez & Julio , 2006).

Entre los procesos analíticos como la simulación estocástica se encuentran los modelos de Markov, Monte Carlo, redes de Petri, diagrama de confiabilidad entre otros. Electrical Power Research Institute (EPRI) define la importancia de la seguridad, confiabilidad y calidad de la potencia como una responsabilidad de nivel primario para los sistemas de transmisión y distribución (Ramos, Torres, & Rognon, 2007).

El diseño de sistemas eléctricos confiables de distribución de energía debe ser considerado debido a los altos costos asociados a los cortes de energía. La falta de datos creíbles sobre la fiabilidad del equipo y el costo de los cortes de energía ha impedido entre estas dos variables la capacidad e realizar estudios verídicos acerca de este tema (IEEE, 2007).

7. Marco Teórico

7.1 Concepto y configuraciones en subestaciones eléctricas de distribución

Una subestación eléctrica (S/E) es el conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia y su función principal es transformar tensiones y derivar circuitos de potencia. Una S/E puede clasificarse de acuerdo con el tipo de función que desarrolla (Ráull, 1987, pág. 2).

Hoy en día la aplicación de nuevas tecnologías permiten incrementar la confiabilidad de las subestaciones, tanto para actualización o expansión de subestaciones existentes como para la construcción de subestaciones nuevas, basándose en la utilización de modernos sistemas de control, monitoreo y protección, así como en el empleo de soluciones innovadoras relativas a los equipos de patio de subestación (Ramírez C. F., 1991, pág. 5).

La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejada en el tipo de equipos y herramientas utilizadas, tipos de estructuras, materiales con los que se construyen las redes de distribución y métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento, reflejada también en la metodología de diseño y operación empleando computadores como programas de gerencia de redes, software gráfico (Rámirez, 2004).

Dentro del diseño de la subestación previo a su fabricación, se determinan factores que influyen de manera significativa en el correcto funcionamiento de la misma, teniendo en cuenta la relación costos vs confiabilidad, destacando dentro de estos factores la configuración de la subestación. Existen dos tipos de tendencias en las configuraciones de las subestaciones dentro de las que se destacan las europeas y las americanas. La utilización de las tendencias va ligada a la preferencia de la compañía distribuidora de energía o a la uniformidad del sistema de potencia.

Se denomina configuración al arreglo de los equipos electromecánicos constituidos en un patio de conexiones o pertenecientes a un mismo nivel de tensión de una subestación, de tal forma que su operación permita dar a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad o flexibilidad para el manejo, transformación o distribución de la energía (Ramirez C. F., 1991, pág. 25).

La necesidad de la subestación reductora es primordialmente de confiabilidad, aunque la seguridad puede llegar a ser importante dependiendo de las necesidades del sistema secundario y de la disponibilidad de transformación. Si la subestación está alimentada por más de una fuente de alimentación y sus transformadores están por debajo del 100% de su capacidad, la necesidad principal sería la confiabilidad. Sin embargo, si la subestación tiene una fuente de alimentación y los transformadores están por encima del 100% de su capacidad nominal, la necesidad principal es la seguridad de la subestación (Ramirez C. F., 1991).

A continuación, se relacionan las configuraciones más usadas en subestaciones de distribución:

Barra sencilla o simple: este tipo de configuraciones se utilizan en instalaciones pequeñas y de poca potencia y sobre todo cuando admite cierta frecuencia de cortes de tensión. La ventaja de este tipo de configuración es que es de sencilla maniobrabilidad, complicación mínima de conexonado y de un coste reducido. Sin embargo, posee inconvenientes como el corte total del suministro si existe un daño en la barra y el mantenimiento de un interruptor corta la totalidad del suministro de energía (Trashorras, 2015).

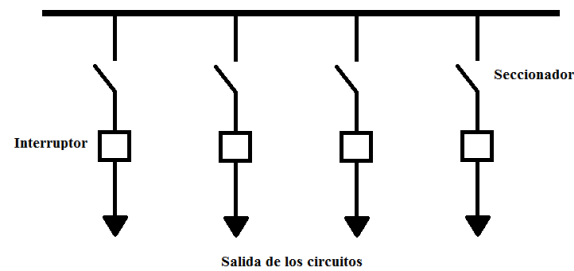


Figura 7.1 Esquema barra sencilla o simple. Elaboración propia

Barra simple con seccionador by-pass: este tipo de configuraciones brinda una mayor flexibilidad en el funcionamiento de la subestación con respecto a la de barra simple, su ventaja es que permite realizar operaciones de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio a través del seccionador *by-pass* y uno de los inconvenientes es que mientras el servicio este por bypass el circuito quedará sin protecciones haciendo disparar las protecciones superiores (Trashorras, 2015).

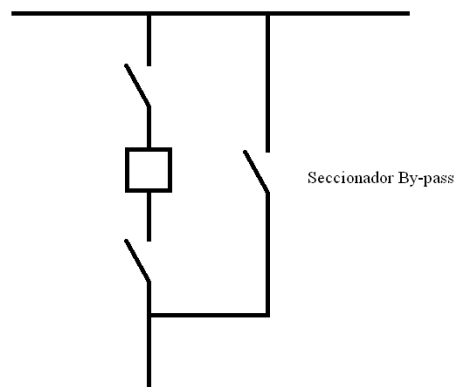


Figura 7.2 Esquema de barra simple con seccionador bypass. Elaboración propia.

Barra partida: esta configuración tiene una barra simple seccionada en dos por medio de un interruptor o por medio de un seccionador dependiendo de la tendencia utilizada. Por este motivo, se obtiene una mayor continuidad en el servicio, facilita el mantenimiento de los tramos conectados a la barra, el sistema puede funcionar con dos fuentes diferentes de alimentación y uno de los inconvenientes es la avería de una de las barras puede obligar a la reducción del servicio de energía (Trashorras, 2015).

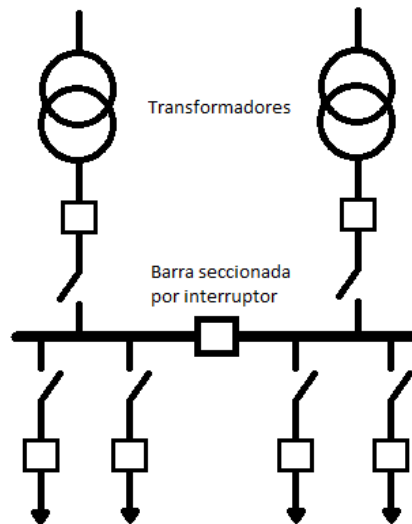


Figura 7.3 Esquema de barra partida con interruptor. Elaboración propia.

Doble barra con seccionador de transferencia: este tipo de configuraciones posee dos barras simples y un seccionador o interruptor de transferencia con el fin de alimentar los circuitos en caso de que alguna de sus barras falle. Es muy útil en subestaciones de distribución que posean cargas críticas como por ejemplo que los mayores usuarios sean hospitales, aeropuertos, penitenciarias, etc.

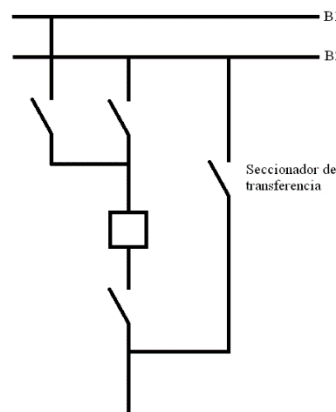


Figura 7.4 Doble barra con seccionador de transferencia. Elaboración propia.

7.2 Tecnologías utilizadas en S/E de distribución

Las tecnologías usadas en una subestación de distribución dependen mucho de la ubicación de la subestación, si son urbanas, rurales, residenciales, industriales. De igual

manera, si son fijas o móviles. Las subestaciones se clasifican según su tecnología en:

Aisladas al aire (AIS), aisladas en gas (GIS) e híbridas (HIS).

7.2.1 Aisladas al aire (AIS)

En este tipo de subestaciones el aire sirve como aislante, generalmente se utilizan en subestaciones de alta y extra alta tensión a las afueras de la población ya que están restringidas por su amplio espacio para su construcción. Se dividen en dos variantes: tipo intemperie y tipo exterior (Harper, 2005, pág. 48).

7.2.2 Aisladas en gas (GIS)

Estas subestaciones son utilizadas cuando existen problemas de espacio o un alto impacto en el medio ambiente. El SF₆ es la sustancia utilizada para este tipo de subestaciones y ocupa ¼ del espacio utilizado en una subestación aislada por aire (Harper, 2005, pág. 54).

7.2.3 Híbridas (HIS)

Las subestaciones híbridas son una combinación entre una subestación AIS y una GIS. En este tipo de subestaciones las barras pueden estar aisladas en aire y los equipos de interrupción como los interruptores de potencia pueden estar aislados con SF₆.

7.3 Equipos típicos en una S/E de distribución

Para el funcionamiento óptimo de una subestación de distribución se requieren equipos que cumplan con su función teniendo en cuenta la seguridad y confiabilidad de la subestación. Entre esos equipos existen los seccionadores de línea, seccionadores de barra, seccionadores de tierra, interruptores de potencia, transformadores de potencia, transformadores de potencial, transformadores de corriente, entre otros.

7.3.1 Interruptores de potencia

Son equipos electromecánicos capaces de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales y cortocircuito, su principal función es conectar y desconectar en un circuito energizado, líneas de transmisión, transformadores o barrajes (Ramírez C. F., 1991,

pág. 236). Estos equipos tienen la capacidad de extinguir el arco eléctrico generado por el corte imprevisto o voluntario bajo carga, ya que esta intenta mantener el fluido eléctrico constante. En algunas subestaciones de distribución ubicadas en zonas rurales y de poca potencia es utilizado el re-conectador como elemento de corte bajo carga ya que permite despejar una falla temporal por medio de su acción de re-cerrar el circuito las veces que sea programado hasta que este considere que sea una falla permanente y quede abierto, además del difícil acceso a las zonas remotas.

Sin embargo, existen también los interruptores extraíbles, este tipo de interruptores son muy utilizados en subestaciones de distribución donde las cargas asociadas a ella son de gran capacidad. Dentro de la estrategia de acción de los operadores de red es disponer de equipos de respaldo para garantizar que si uno de estos interruptores sufra un daño, este se extrae y se reemplaza por otro, acortando el tiempo de interrupción del servicio. A continuación en la Tabla 7.1 se muestran las características principales de los interruptores:

Tabla 7.1

Características principales de los interruptores de potencia

Medio de extinción	Mecanismo de operación	Sitio de instalación	Diseño externo
Aceite	Resorte	Interno	Tanque vivo
Soplo de aire	Neumático	Externo	Tanque muerto
SF6	Hidráulico		
Vacío	Hibrido		

Nota: Se expresan las características principales de los interruptores los cuales van sujetos al criterio del diseño de la subestación de distribución. Elaboración propia.

7.3.2 Seccionadores

Los seccionadores son equipos que dentro de una subestación tienen una función muy importante en la seguridad del personal de mantenimiento ya que proporciona un corte visible en las líneas que salen e ingresan de la subestación y ofrece una mayor seguridad al momento de ejecutar las labores y por consiguiente al momento de efectuar reparaciones en las redes de

distribución ocasionadas por daños imprevistos por caída de un árbol, una cruceta metálica o de madera en corto-circuito con las líneas primarias de distribución.

Existen diferentes tipos de seccionadores que van ubicados de acuerdo a la configuración y a la tendencia aplicada en la subestación y son (Ramirez C. F., 1991):

Tabla 7.2.

Características constructivas de los seccionadores.

Ubicación en la subestación	Tipo constructivo	Función	Mecanismo de operación
Barras	Apertura central	De maniobra	Manual
Líneas	Rotación central	De tierra	Motorizado
	Apertura vertical	Bajo carga	
	Pantógrafo Semi-pantógrafo		

Nota: Se exponen las características constructivas y operacionales de los seccionadores típicos en las subestaciones. Elaboración propia.

7.3.3 Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia son los responsables de la reducción de la tensión para poder ser distribuida de manera segura teniendo en cuenta la reducción de pérdidas por caída de tensión. El propósito principal de un transformador es convertir potencia alterna de un nivel de tensión a potencia alterna a otro nivel de tensión sin modificar la frecuencia, la mayoría de estos transformadores de potencia dentro de una subestación de distribución son bi-devanados, es decir, reciben un nivel de tensión para transformarlo en otro nivel de tensión más bajo sin embargo, existen transformadores tri-devanados los cuales cumplen con la función de entregar dos niveles de tensión bajos distintos con un solo nivel de tensión alto de entrada (Chapman, 2000, pág. 117).

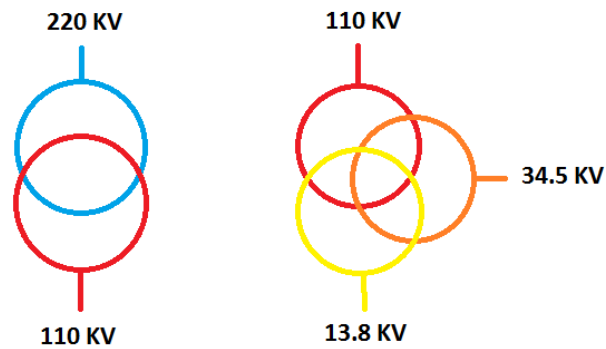


Figura 7.5 Simbología de transformadores bi-devanados y tri-devanados. Elaboración propia.

Las pérdidas de un transformador con carga pueden ser divididas en dos grupos: Las pérdidas I^2R y las pérdidas del núcleo por histéresis y las corrientes de Eddy puesto que el máximo de densidad de flujo de un transformador normal no varía más del 2% estando en vacío o estando a plena carga, es usual suponer las pérdidas del núcleo constantes a plena carga y este tipo de pérdidas se obtienen en las pruebas de vacío que se les realizan a los transformadores (Pérez, 2001, pág. 41).

7.3.4 Equipos de medida

En las subestaciones de distribución y al igual que en todas las subestaciones es muy importante mantener para el equipo de control y monitorización en los diferentes centros de control de las compañías distribuidoras, transportadoras y generadoras de energía las medidas de corriente y tensión en tiempo real en las subestaciones para así tomar las mejores decisiones con el fin de mantener el servicio de energía sin interrupciones y por consiguiente prolongar la vida útil de la subestación.

Entre esos equipos están los transformadores de tensión, normalmente en sistemas con tensiones superiores a los 600 V las mediciones de tensión no son hechas directamente en la red primaria sino a través de estos equipos (Ramírez C. F., 1991). Existen normas técnicas atribuidas a estos equipos las cuales se pueden citar al momento de querer ir al detalle en ellos, la IEC60044 y la IEC60186. Estos transformadores reducen la tensión de entrada

(primaria) a niveles de tensión aptos para las entradas los equipos de Control Lógico Programable (PLC) y otros equipos electrónicos.

En los transformadores de corriente sucede algo parecido, transforman niveles de corrientes altas a corrientes aptas para los equipos de control y así monitorear de la manera más óptima sin colocar en riesgo el equipo electrónico. Estos transformadores tienen una relación de transformación como los transformadores de potencia a diferencia de estos tiene un rango de precisión que va acorde con las necesidades del cliente.

7.4 Aspectos de redes de distribución

La distribución de la energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejada en el tipo de equipos y herramientas utilizadas, en los tipos de estructuras, en los materiales con los que se construyen las redes de distribución y en los métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento, reflejada también en la metodología y operación (Ramírez S. , Redes de distribución de la energía, 2004). Algunos de estos factores de evolución son:

- Expansión de la carga.
- Normalización de materiales, estructuras y montajes.
- Herramientas y equipos adecuados.
- Métodos de trabajos específicos y normalizados.
- Programas de prevención de accidentes y programas de mantenimiento.

7.4.1 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su construcción

Las redes de distribución se pueden clasificar en dos tipos: redes aéreas y redes subterráneas. Las redes aéreas son aquellas donde el conductor por lo general está desnudo y es soportado por aisladores sujetos en crucetas puestas en apoyos de concreto o de madera. El costo de este tipo de red de distribución es mucho más bajo al comparársele con las redes subterráneas. También, su costo de mantenimiento es mucho más económico y fácil de

detectar fallas sin embargo, posee una menor confiabilidad y de igual manera menor seguridad para los transeúntes (Rámirez, 2004). Este tipo de red de distribución consta de los siguientes elementos:

- **Apoyos:** Pueden ser de concreto o de madera, sus características varían en su ubicación dentro de la matriz de la red de distribución.
- **Conductores:** El material más usado son los ACSR y AAAC desnudos con calibres que oscilan entre 4/0 y 1/0.
- **Crucetas:** Son aquellas que soportan el peso de los conductores a través de los aisladores tipo pin. Pueden ser metálicas o de madera.
- **Aisladores:** Son tipo ANSI 55.5 para media tensión y ANSI 53.3 para baja tensión (Rámirez, 2004).
- **Transformadores:** Los transformadores de distribución se encuentran anclados en los apoyos pueden ser monofásicos o trifásicos con capacidades entre 50 kVA, 75 kVA y 112.5 kVA.

Las redes de distribución subterráneas son aquellas donde el conductor se encuentra por debajo de la superficie terrestre con un aislamiento especial para evitar daños en las acometidas. Este tipo de red es más costosa que la anterior sin embargo, brinda una estética en la red y seguridad para las personas. La localización de fallas en este tipo de red de distribución es mucho más complicado debido que no es visible en primera instancia.

Este tipo de red de distribución consta de los siguientes elementos:

- **Ductos:** Están conformados por tuberías de PVC, IMC o EMT con un diámetro mínimo de 4".
- **Conductores:** A diferencia del otro tipo de red, estos conductores se encuentran aislados en polietileno y pueden ser de cadena cruzada o XLPE o polietileno reticulado EPR.

- **Cámaras:** También conocidos como registros, es el espacio donde se puede visualizar la trayectoria del conductor para identificar las fallas rápidamente.

7.4.2 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica

Las redes de distribución se desplazan a lo largo de la localidad donde se situó la subestación, dentro de esa localidad existen diferentes tipos de zonas las cuales la subestación debe ser capaz de brindar la energía a todas y por consiguiente, las redes de distribución cumplir con los mínimos criterios de calidad para minimizar inconvenientes dentro de la distribución. Las zonas se clasifican en: zonas urbanas, zonas rurales, zonas industriales y zonas turísticas (Ramírez S. , Redes de distribución de la energía, 2004).

7.4.3 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas

Este criterio se determina dependiendo el uso final que le da cada usuario a la energía eléctrica distribuida, se clasifican en:

- **Redes de distribución para cargas residenciales:** Este tipo de usuarios generalmente lo comprenden las viviendas, edificios, casas multifamiliares donde la mayoría de las cargas eléctricas son resistivas.
- **Redes de distribución para cargas comerciales:** Este tipo de carga tienden a ser un poco inductivas y tienden a ingresar armónicos a la red. Se encuentran en centros comerciales, en los centros de las ciudades.
- **Redes de distribución para cargas industriales:** Tienen un alto porcentaje de potencia reactiva por los motores que tienen las industrias. Se tiende a corregir el factor de potencia en estas redes.
- **Redes de distribución para cargas mixtas:** Estas redes contiene un poco de cada carga antes mencionadas. Se dificulta el control de pérdidas.

7.4.4 Arquitectura de red

Las redes de distribución poseen una arquitectura con la finalidad de brindar confiabilidad al servicio de energía. Existen distintos tipos de arquitecturas con el único fin de establecer reglas y criterios para la ordenación y desarrollo de la red d media tensión (Gas Natural Fenosa, 2013).

Esta arquitectura de red posee características:

- **Línea Troncal:** Línea eje de la estructura u tiene su origen en el interruptor automático y finaliza en un punto de frontera (PF) con otra línea troncal proveniente de otra subestación o de la misma. Por lo general, en estos PF existen equipos de corte visible tele-controlados para la transferencia de cargas cuando existen sobrecargas en una de las subestaciones.
- **Segmento:** Tramo de línea principal, comprendido entre dos interruptores tele-controlados con el fin de reducir los tiempos de ubicación de fallas.
- **Derivada:** línea conectada a la línea troncal, que alimenta determinada área de mercado. Por lo general, no se encuentran seccionadas en ningún ligar del tramo por fusibles, re-conectores o *switches*.

- **Racimos:** Se denomina racimos a un grupo de transformadores los cuales no sobrepasan las 8 unidades.

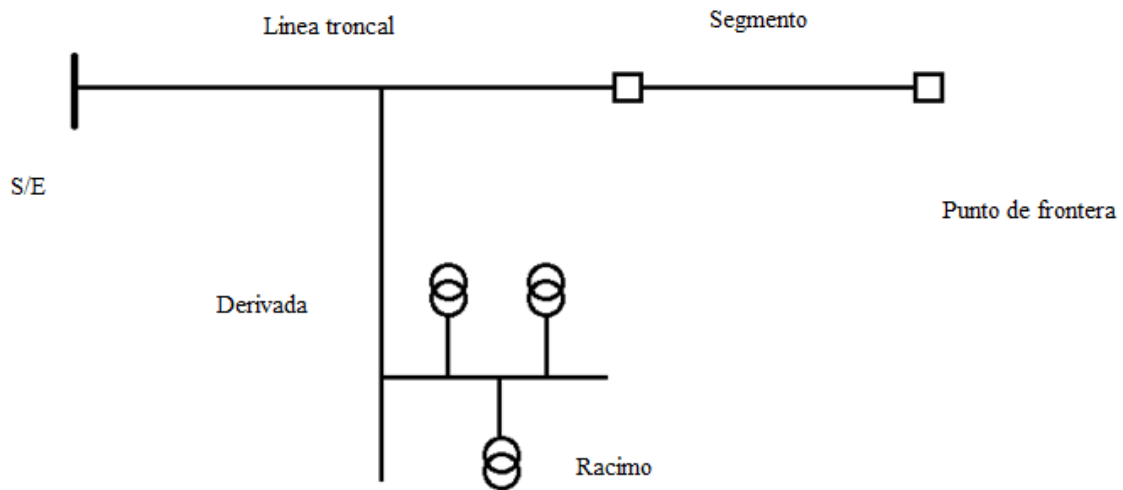


Figura 7.6 Esquema general de la arquitectura de red en sistemas de distribución local. Elaboración propia.

7.4.4.1 Estructura de la arquitectura de red.

En la arquitectura de las redes de distribución existen estructuras que van acorde a la topología de las redes de media tensión en la ciudad. Así como su repartimiento alrededor de la misma. Estas estructuras dan la posibilidad de transferir cargas entre los circuitos de la misma subestación o entre otras subestaciones siempre y cuando sus transformadores tengan la mismas características como el mismo grupo de conexión, secuencia de fase, mismo nivel de tensión y que este último no supere un umbral de más o menos 10% y así evitar el disparo de uno de los circuitos y mantener el servicio de energía.

Una de las metodologías más utilizadas es tomar un circuito como CABLE CERO, el cual es utilizado para transferir cargas de uno o más circuitos en el caso de que haya una contingencia en ellos. El CABLE CERO no puede llevar carga continuamente, solo es utilizado para tal fin. Las estructuras más utilizadas en redes de distribución son las siguientes (Gas Natural Fenosa, 2013).

- **Estructura antena:** Este tipo de estructuras tiene un punto de alimentacion en uno de sus extremos y abierto en el otro. Este tipo de estructuras se utiliza en zonas rurales.

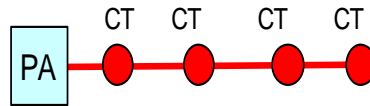


Figura 7.7 Estructura antena. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2013.

- **Estructura pétalo:** Esta estructura formada por dos circuitos con origen en el mismo punto e alimentacion, es decir, en la misma subestacion. Este tipo de estructuras se utiliza en zonas rurales y el punto de frontera por lo general es un Centro de Transformacion (CT) y en dicho punto se encuentra un equipo telecontrolado.

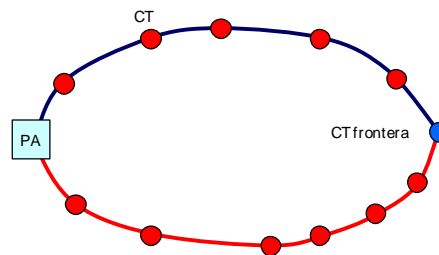


Figura 7.8 Estructura pétalo. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2013.

- **Estructura pétalo apoyado:** Esta estructura es similar a la estructura anteriores. Sin embargo, la fuente de alimentacion proviene de distintas subestaciones. En el punto de frontera se coloca un equipo telecontrolado y su estado operativo es abierto.

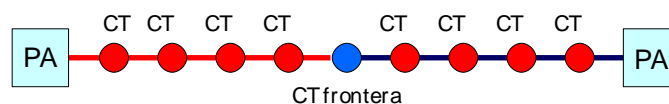


Figura 7.9 Estructura pétalo apoyado. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2013.

- **Estructura USO:** Es un conjunto de circuitos en un mismo punto de origen que confluyen en un mismo punto denominado centro de reflexion y se encuentra un equipo telecontrolado.. Tienen un circuito CABLE CERO el cual no posee carga.

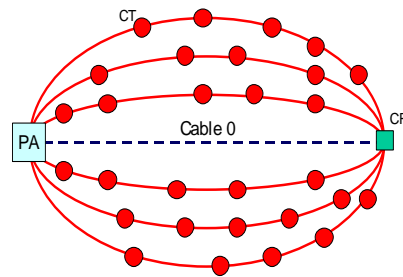


Figura 7.10 Estructura USO. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2013.

- **Estructura espiga:** Es un conjunto de circuitos en un mismo punto de origen que confluyen en diferentes puntos denominados centros de reflexion y se apoyan en el mismo CABLE CERO. En el centro de reflexion se encuentra un equipo telecontrolado.

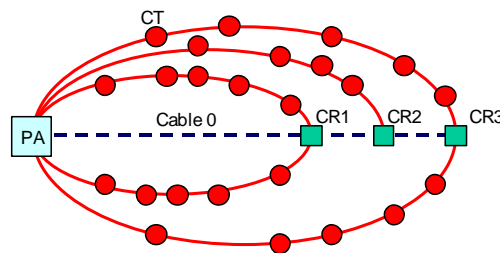


Figura 7.11 Estructura en espiga. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2013.

- **Estructura USO apoyado:** Esta estructura es similar a la estructura USO con la diferencia de utilizar dos subestaciones en un mismo centro de reflexion con dos CABLE CERO de diferentes subestaciones.

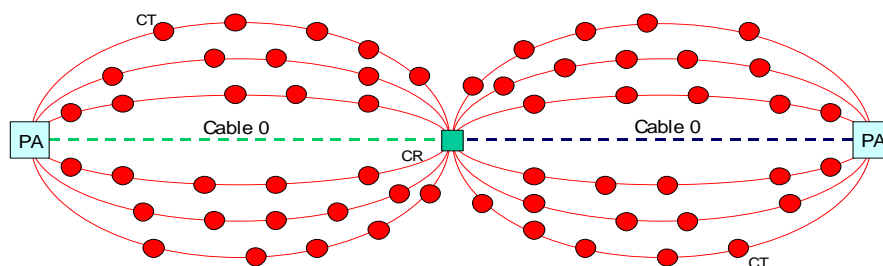


Figura 7.12 Estructura USO apoyado. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2013.

- **Estructura espiga apoyada:** Esta estructura es similar a la estructura espiga con la diferencia que se utilizan dos subestaciones y dos CABLE CERO en diferentes subestaciones.

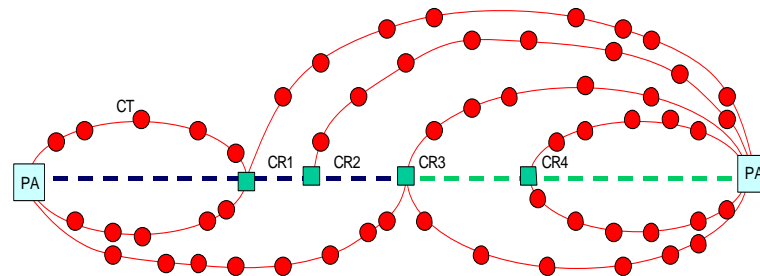


Figura 7.13 Estructura espiga apoyada. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2013.

7.5 Flujos de potencia en sistemas de distribución

La importancia del estudio de flujos de potencia en los sistemas de distribución contribuye a la planeación y en el diseño de expansiones futuras de los sistemas eléctricos, así como en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada nodo, las potencias reales y reactivas que fluyen en cada elemento del sistema, así como las pérdidas por elemento o las pérdidas totales (Stevenson & Grainger, 2001).

Para el estudio de flujos se considera que las cargas, expresadas como potencias complejas demandadas, S_{Di} son constantes. Esta consideración debe estar de acuerdo con la naturaleza de la demanda por parte de los consumidores. A lo largo del día, la demanda en un alimentador típico usualmente varía en forma lenta, por lo que puede considerarse que para las condiciones de estudio de flujos, el efecto de las variaciones de la carga con el tiempo, entre la demanda máxima y la demanda mínima, pueden estudiarse considerando diferentes casos; en cada uno de los cuales la carga se considera constante. El modelo es apropiado para

solucionar el problema de voltajes y potencias en estado estable. Sin embargo, al estar definida la potencia compleja como el producto del voltaje por la corriente conjugada, el problema para la red eléctrica es no lineal (Izquierdo, 2002).

Al analizar los nodos el sistema de potencia se determina que existen dos tipos: **PV** o nodo de generación y **PQ** nodos de carga. Un nodo de generación es aquel que suministra la parte real de la potencia compleja S_{Gi} y los nodos de carga son aquellos en los que está definida la potencia de demanda S_{Di} , tanto la potencia activa como la potencia reactiva y generalmente se considera constante.

7.5.1 Modelo matemático para el estudio del flujo

Para comprender el modelo matemático para el estudio de flujo de potencia de una red, es necesario establecer la circuición del flujo de potencia sobre la red. Se debe considerar que en cada nodo de la red se tiene una demanda de potencia constante, suponiendo un valor para el voltaje nodal se determina la corriente nodal.

La potencia compleja inyectada en el nodo m , es decir la potencia compleja nodal S_m está dada por la siguiente formula:

$$S_m = V_m * I_m^* \quad (1)$$

Dónde:

S_m = Potencia compleja nodal

V_m = Tensión nodal

I_m^* = Corriente compleja conjugada nodal

$$I_m = \left(\frac{S_m}{V_m} \right)^* = \frac{P_m^{neta} - jQ_m^{neta}}{V_m^*} \quad (2)$$

Es muy importante aclarar el concepto de inyección de potencia por medio de una fuente generadora. A partir de este concepto las cargas tendrán una inyección de potencia negativa por medio de la fuente de generación. Por lo tanto, el concepto de potencia neta del nodo m se puede definir como la diferencia de la potencia entregada por el generador menos la consumida por la carga o de demanda en forma compleja:

$$S_m^{neta} = S_{Gm} - S_{Dm} \quad (3.a)$$

$$P_m^{neta} = P_{Gm} - P_{Dm} \quad (3.b)$$

$$Q_m^{neta} = Q_{Gm} - Q_{Dm} \quad (3.c)$$

La tensión está dada en por unidad para facilitar la representación numérica de los valores y se considera que la tensión de la fuente como referencia. Por lo tanto, se inicia el proceso iterativo con una tensión $1 \angle 0^\circ$ lo cual se conoce como “arranque a tensión plano”.

La diferencia entre tensiones nodales se calcula en cada iteración, tomando la tensión calculada V^{k+1} y el voltaje de la iteración anterior V^K , para todos los nodos excepto el nodo compensador. En cada iteración los voltajes son actualizados y se dice que se alcanza convergencia cuando la diferencia de una iteración a otra, en valor absoluto, es menor que la tolerancia preestablecida, ε_v esto es (Izquierdo, 2002):

$$\Delta V = V_m^{k+1} - V_m^k \quad (4)$$

$$|\Delta V| \leq \varepsilon_v \quad (5)$$

El criterio de convergencia también puede probarse mediante el cálculo de los desajustes de potencia activa y de potencia reactiva. El desajuste se define como la diferencia entre la potencia neta especificada menos la potencia calculada. Se parte de (1) para calcular

las corrientes nodales, usando los valores de voltajes nodales disponibles, y se calcula en la iteración k, la potencia compleja en cada nodo (Izquierdo, 2002).

$$S_m^{calc} = V_m^{(k)} (I_m^{calc})^* = P_m^{calc} + jQ_m^{calc} \quad (6)$$

Con los valores P_m^{calc} y jQ_m^{calc} obtenidos se calculan los desajustes de potencia real y de potencia reactiva, los que en la solución deben ser menores que la tolerancia específica.

7.5.2 Método de Newton-Raphson

La expansión en serie de Taylor para una función de dos o más variables es la base del método de Newton-Raphson para la resolución de problemas de flujos de potencia. Método recomendado en la solución de ecuaciones algebraicas no lineales, en la que intervienen solamente dos ecuaciones y dos variables como es el caso de las ecuaciones nodales de potencia inyectada que describen las redes eléctricas en estado estacionario (Stevenson & Grainger, 2001).

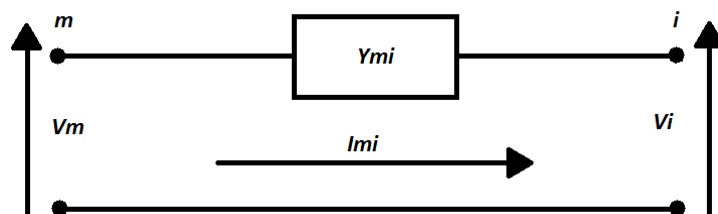


Figura 7.14 Circuito básico de admitancia en serie. Elaboración propia.

La ecuación de la imagen está dada por:

$$I_{mi} = (V_m - V_i) Y_{mi} \quad (7)$$

Dónde,

I_{mi} = Corriente del elemento m - i

V_m = Tensión en el nodo m

V_i = Tensión en el nodo i

Y_{mi} = Admitancia entre el nodo m y i

En el problema de flujos, los valores conocidos son las potencias y no las corrientes nodales, por tal motivo y de manera general se puede escribir la potencia compleja en términos de voltajes nodales y de valores de admitancias tomados de la matriz de admitancia nodal (Izquierdo, 2002).

Por ejemplo para el nodo m:

$$P_m - jQ_m = V_m^* \sum_{i=1}^n Y_{mi} V_i \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (8)$$

Esta ecuación representa el modelo matemático del problema de flujos de potencia, y da lugar a un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales en donde los voltajes nodales y las admitancias son números complejos como se puede observar en las ecuaciones (8.a) y (8.b):

$$V_m = |V_m| \angle \delta_m \quad (8.a)$$

$$Y_{mi} = |Y_{mi}| \angle \gamma_{mi} \quad (8.b)$$

Si se escribe en forma polar la ecuación (7) quedará:

$$P_m - jQ_m = V_m^* \sum_{i=1}^n |V_m| |Y_{mi}| |V_i| e^{j(\delta_m + \delta_i + \gamma_{mi})} \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (9)$$

Si se separa la parte real de la imaginaria, quedaría:

$$P_m = \text{Re} [P_m + jQ_m] = \sum_{i=1}^n |Y_{mi}| |V_m| |V_i| \cos(\delta_m + \delta_i + \gamma_{mi}) \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (10.a)$$

$$Q_m = -\text{Im} [P_m + jQ_m] = \sum_{i=1}^n |Y_{mi}| |V_m| |V_i| \sin(\delta_m + \delta_i + \gamma_{mi}) \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (10.b)$$

Las ecuaciones nodales anteriores deben ser escritas para cada nodo. Como se explicó anteriormente, cada nodo tiene aplicado cuatro variables que son **P**, **Q**, **|V|** y **δ** de las cuales dos variables son conocidas tanto en los nodos de carga **P** y **Q** y en los nodos de generación o de tensión controlada **|V|** y **P**. En esta situación se tendrán dos incógnitas para cada nodo, por lo tanto en el método iterativo de Newton-Raphson se debe encontrar las derivadas parciales de las anteriores ecuaciones (10.a) y (10.b):

Usando la forma polar para los elementos de la matriz de admitancia $Y_{mi} = G_{mi} + jB_{mi}$ quedaría como:

$$P_m = \sum_{i=1}^n |V_m| |V_i| [G_{mi} \cos(\delta_i - \delta_m) - B_{mi} \sin(\delta_i - \delta_m)] \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (11.a)$$

$$Q_m = - \sum_{i=1}^n |V_m| |V_i| [G_{mi} \sin(\delta_i - \delta_m) + B_{mi} \cos(\delta_i - \delta_m)] \quad m = 1, 2, 3, \dots, n \quad (11.b)$$

Para una red de distribución convencional se tendrán (n-1) incógnitas de magnitud de voltaje y (n-1) incógnitas de ángulo δ , considerando que todos los nodos son tipo **PQ**. Para el nodo compensador se establece como referencia los valores de **|V|** y $\delta = 0$. Si se define como vectores los dos conjuntos de incógnitas:

$$[\delta] = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_{n-1} \end{bmatrix} \quad [|V|] = \begin{bmatrix} |V|_1 \\ |V|_2 \\ \vdots \\ |V|_{n-1} \end{bmatrix} \quad (12)$$

Representando ambos vectores en un solo vector de incógnitas **|X|**.

$$[X] = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix} \quad (13)$$

De esta forma se definen las funciones $P_m(X) = P_m$ y $Q_m(X) = Q_m$. La potencia especificada en los nodos de carga son valores conocidos y la comparación con los valores calculados nos permite calcular los ajustes de las variables $|V|$ y δ . En el método de Newton-Raphson es conveniente escribir las ecuaciones en la forma $f_{(x)} = 0$, por lo tanto, si $P_m(X)$ y $Q_m(X)$ se les resta P_m^{neta} y Q_m^{neta} en el lado izquierdo, a estas ecuaciones se les podrá aplicar el método iterativo de Newton-Raphson (Izquierdo, 2002):

$$Fp_m(x) = P_m(x) - P_m^{neta} \quad m = 1, 2, 3, \dots, n - 1 \quad (14.a)$$

$$FQ_m(x) = Q_m(x) - Q_m^{neta} \quad m = 1, 2, 3, \dots, n - 1 \quad (14.b)$$

Las ecuaciones nodales están descritas en función de \mathbf{P} , \mathbf{Q} , $|V|$ y δ . El modelo matemático del problema de flujos de carga tiene la siguiente figura matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (15)$$

Dentro del proceso iterativo, se usan como criterio de convergencia los desajustes nodales (14.a) (14.b):

$$[\Delta P(x)] = \begin{bmatrix} P_1^{net} - P_1(x) \\ \vdots \\ P_{n1}^{net} - P_{n1}(x) \end{bmatrix} \quad [\Delta Q(x)] = \begin{bmatrix} Q_1^{net} - Q_1(x) \\ \vdots \\ Q_{n1}^{net} - Q_{n1}(x) \end{bmatrix} \quad (16.a)$$

$$[\Delta F(x)] = \begin{bmatrix} \Delta P(x) \\ \Delta Q(x) \end{bmatrix} \quad (16.b)$$

La relación entre el vector de incógnitas (13) y el vector de funciones (16.b) es la matriz de primeras derivadas parciales o Jacobiano. Esta matriz puede ser particionada de tal forma que cada elemento tenga una relación con variables específicas, por ejemplo, ángulos nodales con potencia real y magnitudes de tensión con potencia reactiva.

$$\begin{aligned}
 & \left[\begin{pmatrix} \frac{\partial P_m(x)}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial P_m(x)}{\partial \delta_n} \\ \vdots & H & \vdots \\ \frac{\partial P_n(x)}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial P_n(x)}{\partial \delta_n} \end{pmatrix} \middle| V_i \right] \frac{\partial P_m(x)}{\partial |V_i|} \dots |V_n| \frac{\partial P_m(x)}{\partial |V_n|} \begin{pmatrix} \frac{\partial P_m(x)}{\partial |V_n|} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_n(x)}{\partial |V_n|} \end{pmatrix} \\
 & \left[\begin{pmatrix} \frac{\partial Q_m(x)}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial Q_m(x)}{\partial \delta_n} \\ \vdots & J & \vdots \\ \frac{\partial Q_n(x)}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial Q_n(x)}{\partial \delta_n} \end{pmatrix} \middle| V_i \right] \frac{\partial Q_m(x)}{\partial |V_i|} \dots |V_n| \frac{\partial Q_m(x)}{\partial |V_n|} \begin{pmatrix} \frac{\partial Q_m(x)}{\partial |V_n|} \\ \vdots \\ \frac{\partial Q_n(x)}{\partial |V_n|} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_m \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \frac{\Delta |V_m|}{|V_m|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_n|}{|V_n|} \end{bmatrix} \quad (17) \\
 & = \begin{bmatrix} \Delta P_m \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_m \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Dónde,

$$m = 1, 2, 3, \dots, n$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

Los elementos del Jacobiano o matriz de las primeras derivadas del método Newton – Raphson para el problema de flujos de potencia queda expresado de la siguiente manera:

$$H_{mi} = \frac{\partial P_m}{\partial \delta_i} = - |V_m| |V_i| [G_{mi} \sin(\delta_{mi}) + B_{mi} \cos(\delta_{mi})] \quad (18.a)$$

$$N_{mi} = \frac{\partial P_m}{\partial |V_i|} |V_i| = |V_m| |V_i| [G_{mi} \cos(\delta_{mi}) - B_{mi} \sin(\delta_{mi})] \quad (18.b)$$

$$J_{mi} = \frac{\partial Q_m}{\partial \delta_i} = - |V_m| |V_i| [G_{mi} \cos(\delta_{mi}) - B_{mi} \sin(\delta_{mi})] \quad (18.c)$$

$$L_{mi} = \frac{\partial Q_m}{\partial \delta_i} = - |V_m| |V_i| [G_{mi} \sin(\delta_{mi}) + B_{mi} \cos(\delta_{mi})] \quad (18.d)$$

Y para los elementos en la diagonal principal:

$$H_{mm} = \frac{\partial P_m}{\partial \delta_m} = -Q_m - B_{mm} |V_m|^2 \quad (18.e)$$

$$N_{mm} = \frac{\partial P_m}{\partial |V_m|} |V_m| = P_m + G_{mm} |V_m|^2 \quad (18.f)$$

$$J_{mm} = \frac{\partial Q_m}{\partial \delta_m} = P_m + G_{mm} |V_m|^2 \quad (18.g)$$

$$L_{mm} = \frac{\partial Q_m}{\partial |V_m|} |V_m| = Q_m - B_{mm} |V_m|^2 \quad (18.h)$$

De una forma condensada de la ecuación del método Newton-Raphson está dada por (19) donde k indica el número de la iteración:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k(x) \\ \Delta Q^k(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^k & N^k \\ J^k & L^k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{k+1} \\ \left(\frac{\Delta |V|}{|V|} \right)^{k+1} \end{bmatrix} \quad (19)$$

7.6 Criterios de calidad y confiabilidad en S/E de distribución

Para evitar la indisponibilidad de un activo o la falta de continuidad del servicio eléctrico por parte de los operadores de red, los transmisores de energía y los generadores, existen criterios que determinan y sancionan las continuas interrupciones o interrupciones injustificadas por parte de la compañía de energía. Estos criterios se enfocan en mantener la calidad de la energía y la continuidad de esta para que los usuarios no se vean continuamente afectados por el servicio de energía y provoca que la compañía invierta en la calidad del suministro de energía.

La confiabilidad se puede definir como la probabilidad de que una instalación funcione bajo las condiciones de desempeño para las cuales fue diseñada y las referenciadas en las bases de diseño en un determinado intervalo; es decir, la confiabilidad se interpreta como la probabilidad que un componente, equipo o sistema se encuentre operando sin falla

en un momento dado y puede ser expresada como una función en términos de la variable del tiempo y el comportamiento posible de un entorno dado (Mendez, 2009).

La mayoría de los estudios de confiabilidad han sido dirigidos a los sistemas de generación y transmisión, dejando a un lado las redes distribución, siendo este último parte vital del sistema de potencia y donde la probabilidad de falla es alta, (Silva-Ortega, 2012) puesto que la presencia de eventos no deseados en subestaciones eléctricas provocan la desconexión parcial o total de las cargas asociadas a dicha instalación, así como daños a equipos (Mantilla, 2017).

La confiabilidad de un sistema de distribución es definida por IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un período especificado. En términos generales la confiabilidad del sistema de distribución es la capacidad que tiene la red para proporcionar el servicio de energía eléctrica a los clientes en forma ininterrumpida (IEEE, 2012).

Para las subestaciones eléctricas, el análisis de confiabilidad se realiza dentro de las actividades de diseño, y consiste en ayudar a seleccionar el esquema de barrajes o interruptores adecuado para los requerimientos de confiabilidad del sistema. Aquí se dice ayudar, porque la selección de la configuración de una subestación depende de otros aspectos como la flexibilidad, la seguridad, las limitaciones constructivas etc (Zapata , 2011).

7.6.1 Indicadores básicos asociados a la confiabilidad

El análisis de confiabilidad de los sistemas de distribución está orientado a la evaluación de la capacidad de los componentes del sistema de ejercer su función durante un tiempo determinado, debido a que cada uno de estos elementos permite la conexión de los usuarios finales con la subestación eléctrica. Los siguientes indicadores forman parte de los parámetros básicos de confiabilidad para poder establecer el análisis de confiabilidad orientado al cálculo de los índices de confiabilidad de un sistema de distribución, estos

parámetros básicos o indicadores se obtienen así (Salazar, Chusin, & Escobar, 2015) (Gary & Mass, 1994):

7.6.1.1 Tasa de Falla

$$\lambda = \frac{\text{Numero de fallas verificadas en el periodo}}{\text{Numero de equipamientos disponibles x unidad de tiempo}} \quad (20)$$

Donde,

λ = Esta dada en [Fallas/Año]

7.6.1.2 Tasa de Falla del sistema

$$\lambda_T = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (21)$$

Donde,

λ_T = Tasa de Fallas Totales.

λ_i = Tasa de Fallas del elemento.

n = Número de elementos considerados en la red.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma: (Salazar, Chusin, & Escobar, 2015)

$$\lambda = (b)(l) \text{ (fallas/año)} \quad (22)$$

$$b = \frac{m}{L * T} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \quad (23)$$

Donde,

m : cantidad de fallas

L : longitud total de la línea, en km

T : periodo de estudio, en años

b : número de fallas, por kilómetro por año

l : longitud de la línea de interés

Para elementos individuales, tales como transformadores, interruptores, etc., se plantea la siguiente ecuación (Salazar, Chusin, & Escobar, 2015):

$$\lambda = \frac{m}{N * T} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \quad (24)$$

Donde,

m : cantidad de fallas.

N : cantidad de elementos expuestos a la falla.

T : periodo de estudio.

7.6.1.3 Duración promedio de la falla del sistema

$$r_T = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i / \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad i = 1, 2, 3, \dots, n. \quad (25)$$

Donde,

r_i : Tiempo equivalente de reparación del elemento en horas.

λ_i : Cantidad de interrupciones en el elemento i .

r_T : Duración de la falla promedio.

7.6.2 Indicadores de confiabilidad asociados a los usuarios

A continuación muestra los indicadores asociados a los usuarios son los siguientes:

7.6.2.1 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) indica con qué frecuencia el promedio el cliente experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido (Institute of Electrical and Electronics Engineer, 2012).

$$SAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número total de usuarios atendidos}} \quad (26)$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \text{ (Fallas/Cliente Año)} \quad (27)$$

Donde,

λ_i : Es la tasa de fallas del punto de carga i.

N_i : Es el número de usuarios del punto de carga i.

7.6.2.2 SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*)

Indica la duración total de la interrupción para el cliente durante un período de tiempo predefinido. Se mide comúnmente en minutos u horas de interrupción. (Institute of Electrical and Electronics Engineer, 2012)

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones del usuarios}}{\text{Número total de usuarios atendidos}} \quad (28)$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \text{ (Horas/Cliente Año)} \quad (29)$$

Donde,

U_i : Es el tiempo de interrupción anual del punto de carga i.

N_i : Es el número de usuarios del punto de carga i.

7.6.2.3 CAIFI (*Customer Average Interruption Frequency Index*)

Da la frecuencia promedio de interrupciones sostenidas para aquellos clientes que experimentan interrupciones sostenidas. El cliente se cuenta una vez, independientemente de la cantidad de veces que se interrumpe para este cálculo (Institute of Electrical and Electronics Engineer, 2012).

$$CAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número total de usuarios afectados}} \quad (30)$$

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum (\text{Usuarios Afectados})} \text{ (Fallas/Cltes. Afect. Año)} \quad (31)$$

7.6.2.4 CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*)

Representa el tiempo promedio requerido para restablecer el servicio (Institute of Electrical and Electronics Engineer, 2012).

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones del usuarios}}{\text{Número total de interrupciones del usuario}} \quad (32)$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \text{ (Horas/Cliente)} \quad (33)$$

7.6.2.5 ASAI (*Average Service Availability Index*)

Representa la fracción de tiempo (a menudo en porcentaje) que un cliente ha recibido energía durante el período de informe definido (Institute of Electrical and Electronics Engineer, 2012).

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio del consumidor}}{\text{Horas de servicio demandada por el consumidor}} \quad (34)$$

$$ASAI = \frac{(N_T * 8760) - \sum_{i=1}^N U_i N_i}{N_T * 8760} \quad (35)$$

7.6.2.6 ASUI (*Average Service Unavailability Index*)

Es el índice medio de indisponibilidad del sistema (Salazar, Chusin, & Escobar, 2015).

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (36)$$

7.6.3 Indicadores de confiabilidad orientados a la carga y energía

Los siguientes indicadores son orientados a la carga:

ASIFI (*Average System Interruption Frequency Index*): Se basa en la carga en lugar de los clientes afectados. ASIFI a veces se usa para medir el rendimiento de distribución en áreas que atienden a relativamente pocos clientes que tienen concentraciones de carga relativamente grandes, predominantemente clientes industriales / comerciales. Teóricamente,

en un sistema con distribución de carga homogénea (Institute of Electrical and Electronics Engineer, 2012).

$$ASIFI = \frac{\text{Potencia interrumpida}}{\text{Potencia conectado total servidos}} \quad (37)$$

ASIDI (Average System Interruption Duration Index): Se basa en la carga en lugar de que los clientes afectados. Su uso, limitaciones y filosofía se establecen en la definición ASIFI (Institute of Electrical and Electronics Engineer, 2012).

$$ASIDI = \frac{\text{Potencia por hora interrumpidas}}{\text{Potencia conectado total servidos}} \quad (38)$$

7.6.4 Esquemas de calidad

La calidad del Sistema de Distribución Local (SDL) se establece un esquema de incentivos y compensaciones, que mide la calidad media prestada a los usuarios trimestralmente, comparándola con una Calidad media de referencia, en la cual el OR podrá obtener un aumento o disminución de los cargos en función de la calidad prestada (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008).

Para la Calidad del SDL se define un esquema de incentivos y compensaciones: Para el incentivo se definen Indicadores de Referencia de Discontinuidad Agrupados Trimestrales por nivel de tensión IRAD, los cuales agrupan a los Indicadores de Referencia “IRGP” que se definen para cada Grupo de Calidad y por Nivel de Tensión (Gas Natural Fenosa, 2017).

Los grupos de Calidad se clasifican según la cantidad de habitantes por cabecera municipal:

- Grupo 1 : Municipios con ≥ 100.000 habitantes
- Grupo 2: 50.000 habitantes \leq Municipios con < 100.000 habitantes
- Grupo 3: Municipios con < 50.000 habitantes
- Grupo 4: Habitantes de Zonas Rurales.

Para la medición real se definen Indicadores Trimestrales Agrupados de Discontinuidad por nivel de tensión ITAD, los cuales agrupan a los Indicadores Trimestrales por Grupo de Calidad y nivel de tensión “ITG”. (Las Exclusiones no se cuentan en los indicadores). El Indicador Trimestral de Calidad de cada Grupo de Calidad “ITG” mide las interrupciones de los Transformadores del grupo en el Trimestre (Gas Natural Fenosa, 2017).

El ITAD promedia la calidad prestada por los cuatro grupos de calidad en cada nivel de Tensión. Para que exista incentivo el ITAD de cada nivel debe ser menor que el respectivo IRAD, con la condición que todos los indicadores de los grupos de calidad también sean menores con sus respectivos IRPG (Gas Natural Fenosa, 2017).

7.6.4.1 Calidad del Servicio del SDL Para el Cliente

La Calidad prestada al cliente corresponde a la registrada en el transformador donde este alimenta, “ITT” (Índice Trimestral de Discontinuidad por Transformador). Este indicador se compara con el indicador de referencia que se determina para cada grupo de calidad “IRGP” (Índice de Referencia Trimestral por Grupo de Calidad, por nivel de tensión) (Gas Natural Fenosa, 2017).

$$ITT_{n,k,q,p} = \frac{DTT_{n,k,q,p}}{NH_p} \quad (39)$$

Donde,

DTT: Corresponde a la duración de las horas de Interrupción del Transformador en el trimestre.

NH: Corresponde a las Horas del Trimestre (2,160 horas).

n = Nivel de Tensión.

k = Año Evaluado.

q = Grupo de Calidad.

p = Trimestre Evaluado.

7.6.4.2 Clasificación de las interrupciones

Las interrupciones en el servicio de energía eléctrica por parte de la empresa distribuidora se deben a múltiples factores que en algunas ocasiones no son generadas por la empresa en su política de mejora de la calidad del servicio y se clasifican de la siguiente manera (Gas Natural Fenosa, 2017):

- **No Programadas:** Interrupciones que obedecen a eventos no programados por el OR.
- **Programadas:** Interrupciones que obedecen a Eventos Programados por el OR a efectos de realizar expansiones, remodelaciones, ampliaciones, mejoras, mantenimientos preventivos y/o mantenimientos correctivos, etc. en sus redes, instalaciones y/o equipos.
- **Causadas por Terceros:** Interrupciones por racionamiento de emergencia del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros Eventos en Generación.
- Eventos de activos pertenecientes al STN para STR y STN y STR para el SDL.
- Interrupciones por seguridad ciudadana solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.

7.6.4.3 Interrupciones excluidas en los indicadores

Los siguientes eventos que influyen directa o indirectamente sobre la red no son tenidos en cuenta en los indicadores de calidad de los cuales van ligados a los incentivos otorgados a la compañía prestadora de servicio y son:

- Las clasificadas como Causadas por Terceros en el literal anterior.
- Las debidas a catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados.

- Las debidas a actos de terrorismo.
- Las debidas a Acuerdos de Calidad en las Zonas Especiales.
- Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos por parte del usuario.
- Suspensiones o cortes del servicio por programas de limitación del suministro al comercializador.
- Asociadas a proyectos de expansión.
- Trabajos en Subestaciones que respondan a un Programa Anual de Reposición y/o Remodelación.
- Interrupciones originadas en exigencias de traslados y adecuaciones de la infraestructura eléctrica por parte de entidades Distritales, Departamentales, Organismos Viales o por demás autoridades, o por proyectos de desarrollo en concordancia con Planes de Ordenamiento Territorial.

7.6.5 Marco regulatorio colombiano

El sector eléctrico colombiano se fundamenta en lineamientos que contribuyen a la mejora continua del servicio de energía y brinda bases sólidas para establecer parámetros de confiabilidad del sistema bajo la dirección de las leyes 142 y 143 de 1994 y por consiguiente la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que tiene la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos promover la competencia entre quienes presten servicios públicos e impedir abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

La resolución CREG 070 de 1998 establece parámetros para la calidad del servicio de energía contemplados en el Artículo 136 de la Ley 142 de 1994, lo cual establece como obligación de la empresa la prestación continua y de buena calidad del servicio público (Ministerio de Minas y Energía, 1994).

De igual manera, la resolución CREG 097 del 2018 presenta los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, la cual ha sido modificada en el 2018 por medio de la resolución CREG 015 del 2018, por medio de la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de la energía en el sistema interconectado nacional (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008) (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)

7.7 Metodología del retorno de inversión en proyectos de S/E de distribución

En todas las decisiones de ingeniería, el costo de los sistemas se debe balancear con la confiabilidad que estos sistemas deben tener. De hecho, la confiabilidad esta dictada por los requerimientos de las cargas, de manera que los arreglos de los equipos y las características de los mismos deben estar en concordancia con la confiabilidad deseada para el sistema (Enríquez Harper, 2005).

En un proyecto específico para un área geográfica en particular, el costo del Sistema de Distribución (SD) parece disminuido en comparación con las más importantes inversiones en transmisión y generación. Pero la diferencia está en que la distribución eléctrica, por su carácter repetitivo y mayor extensión es un componente de importancia capital en el costo de servicio de energía eléctrica. A cada kilómetro de líneas de transmisión corresponde a un número mucho mayor de líneas secundarias y primarias de manera que el costo total de esas líneas es bastante mayor que el costo en líneas de transmisión (Naranjo, 2008).

7.7.1 Metodología de recaudo

El retorno de la inversión de las empresas comercializadoras de energía basan su retorno en el recaudo mensual de los usuarios conectados al SDL por medio de las líneas de distribución secundarias la cual manejan un nivel de tensión conforme a lo establecido en la

Resolución 015 del 2018. Por consiguiente, si el usuario no reporta la cancelación económica del suministro de energía deterioraría paulatinamente el retorno de la inversión en la empresa comercializadora de energía.

7.7.2 Estructura tarifaria

La estructura de la tarifa para el usuario final se basa en los costos de generación, transmisión, distribución, comercialización y administración la cual está establecida en la Resolución 119 del 2007 en la cual aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007).

$$\text{Costo Serv} = (G + T + D + PR + R + Cv) * \text{Consumo} + Cf \quad (40)$$

Donde,

G: Corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador y representa el costo de producción de energía, independientemente del tipo de tecnología.

T: Con este valor se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión.

D: Valor que se paga por transportar la energía desde las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final.

PR: Costos de pérdidas de energía.

R: Costos por restricciones y servicios asociados con la generación.

Cv: Remunera el margen de comercializar la energía e incluye los costos variables de la actividad de comercialización, asociados con la atención de los usuarios tales como facturación, lectura, atención, reclamos, etc.

Cf : Costo base de comercialización que remunera los costos fijos de la actividad de comercialización.

Cabe resaltar que los indicadores Cf y Cv hacen parte de los costos de comercialización los cuales son independientes al indicador D .

7.7.3 Recuperación del capital reconocido

La recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria de activos se calcula de la siguiente manera (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007):

$$RC_{j,n,t} = RCBIA_{j,n,t} + RCNA_{j,n,t} \quad (41)$$

Donde,

$RC_{j,n,t}$ = Recuperación del capital reconocido para los activos remunerados en la base regulatoria del OR j , en el nivel de tensión n , en el año t .

$RCBIA_{j,n,t}$ = Recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la Base Regulatoria inicial de activos del Operador de Red (OR) j , en el nivel de tensión n , en el año t .

$RCNA_{j,n,t}$ = Recuperación de capital reconocida para los activos del OR j , que entraron en operación a partir de la fecha de corte en el nivel de tensión n , en el año t .

Para el cálculo del $RCBIA_{j,n,t}$ o recuperación de capital de activos de la BRA inicial se realiza de la siguiente manera:

$$RCBIA_{j,n,t} = \left[\left(\sum_{l=1}^{Ln} \frac{CRII_{j,n,l} * CRA_{n,l} * (1 + NE)}{VU_{n,l} - AR_k} + \sum_{l=1}^{Ln} \frac{CRIN_{j,n,l} * (1 + NE)}{VU_{n,l}} \right) * \frac{IPP_0}{IPP_{base}} \right] - BRAFOIA_{j,n,t} \quad (42)$$

Donde,

$RCBIA_{j,n,t}$ = Recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del OR j , en el nivel de tensión n , en el año t .

$CRII_{j,n,t}$ = Valor implícito de los activos del OR j , en el nivel de tensión n y en la categoría de activos l , calculados de acuerdo a lo establecido en el numeral 3.1.1.1.1 de la Resolución 015 del 2018

$CRA_{n,t}$ = Factor del capital remanente de los activos a nivel de tensión n , y en la categoría de activos l , según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.3 de la resolución.

NE = Fracción de la base regulatoria de los activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02

$VU_{n,l}$ = Vida útil reconocida para las unidades constructivas del nivel de tensión n , y en la categoría de activos l , según lo establecido en el numeral 3.2.4 de la resolución.

AR_k = Antigüedad de referencia del rango de activos $k = 1$, según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.2 de la resolución.

$CRIN_{j,n,t}$ = Valor de la inversión del OR j , nivel de tensión n , y en la categoría de activos l , asociado a los activos que fueron puestos en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte, calculado según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.4 de la resolución.

$BRAFOIA_{j,n,t}$ = Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema del OR j , en el nivel de tensión n , en el año t , calculado de acuerdo a lo establecido en el numeral 3.1.1.4 para los activos incluidos en la base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario.

l = Categoría de activos l , toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

Ln = Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n , L_1 toma el valor de 12.

IPP_0 = Índice de precios del productor a la fecha de corte.

IPP_{base} = Índice de precios del productor correspondiente a diciembre del 2007.

Para el cálculo del $RCNA_{j,n,t}$ o recuperación de capital de activos nuevos se realiza de la siguiente manera:

$$RCNA_{j,n,t} = \left(\sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{Ln} RCNA_{j,n,t,l} \right) - BRAFOAN_{j,n,t} \quad (43)$$

Donde,

$RCNA_{j,n,t,l}$ = Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j , en el nivel de tensión n , para la categoría de activos l , en el año t . Calculada de la siguiente manera:

$$RCNA_{j,n,t,l} = (IAPA_{j,n,t} * INVA_{j,n,l,t} + INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,l,t-1} * INVA_{j,n,l,t-1}) * \frac{(1 + NE)}{VU_{n,l}} \quad (44)$$

Donde,

$IAPA_{j,n,t}$ = Indicador de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j , en el nivel de tensión n , en el año t , calculado según se establece en el numeral 3.1.1.2.4 de la resolución.

$INVA_{j,n,l,t}$ = Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j , en el nivel de tensión n , en la categoría de activos l , en el año t , calculado según se establece en el numeral 3.1.1.2.1 y 3.1.1.2.2 de la resolución.

$INVA_{j,n,l,t}$ = Inversiones de activos puestos en operación en el sistema del OR j , en el nivel de tensión n , en la categoría de activos l , en el año t , calculado según se establece en el numeral 3.1.1.2.3 de la resolución.

NE = Fracción de la base regulatoria de los activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.

$VU_{n,l}$ = Vida útil reconocida para las unidades constructivas del nivel de tensión n , y en la categoría de activos l , según lo establecido en el numeral 3.2.4 de la resolución.

$BRAFOAN_{j,n,l}$ = Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema del OR j , en el nivel de tensión n , en el año t , calculado de acuerdo a lo establecido en el numeral 3.1.1.4 para los activos incluidos en la base regulatoria de activos eléctricos nuevos.

l = Categoría de activos l , toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

Ln = Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n , L_1 toma el valor de 12.

T = Años de aplicación de la metodología definida en esta resolución.

La recuperación de capital de los activos pertenecientes a una categoría l , aplica únicamente para el periodo correspondiente a la vida útil reconocida, $VU_{n,l}$. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008)

7.8 Protecciones típicas en S/E de distribución

Un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos. Al brindarle seguridad a redes y costosos equipos, también se está protegiendo una inversión de capital muy grande y se protege también a las personas. La operación automática permite aislar las fallas tan rápido como sea posible para minimizar los daños. Los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección deben ser tenidos en cuenta con el fin de obtener un adecuado balance entre los requerimientos del sistema y los recursos financieros disponibles (Ramirez S. , Protección de Sistemas Eléctricos, 2003).

Las protecciones eléctricas son los dispositivos que tienen como principal finalidad la de detectar condiciones anormales en la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia y tomar en forma automática las medidas que se requieran para restablecer la operación normal.

En el caso de fallas en equipos eléctricos, la medida será retirarlos del servicio y, en el caso de fallas en un sistema eléctrico, será necesario aislar el sector que produce la anomalía. Durante la operación normal de los sistemas eléctricos, las acciones están entregadas al hombre o a equipos automáticos que desempeñan su función dentro de límites determinados, en cambio, las protecciones no son requeridas en condiciones normales pero deben estar disponibles inmediatamente para manejar condiciones intolerables para el sistema y evitar daños mayores o paralizaciones no deseadas (Gas Natural Fenosa, 2017).

Entre las principales causas de fallas están las descargas atmosféricas, el deterioro de los aislamientos, el vandalismo y los contactos con las redes que hacen las ramas y animales. Las fallas en su mayoría son de carácter transitorio y pueden ser aclaradas con suspensiones del servicio muy cortas; las fallas permanentes si conllevan suspensiones mayores (Gers, 1993).

7.8.1 Características de los sistemas de protección

Las características de un sistema de protecciones se analizan principalmente bajo el punto de vista de su operación en condiciones de anomalía, siendo las principales las que se indican a continuación (Gas Natural Fenosa, 2017):

7.8.1.1 Confiabilidad o seguridad

Es la característica del relé o del sistema de protecciones que le permite actuar correctamente cuando es requerido y evitar operaciones innecesarias (Gas Natural Fenosa, 2017):

7.8.1.2 Selectividad

Es la cualidad de las protecciones que les permite discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo que no sea imprescindible desconectar. De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones (Gas Natural Fenosa, 2017) (Gers, 1993).

7.8.1.3 Velocidad

Mínimo tiempo de permanencia de la falla para evitar daños en los equipos (Gers, 1993).

7.8.1.4 Sensibilidad

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de operación o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste (Gas Natural Fenosa, 2017).

7.8.2 Componentes de un sistema de protecciones

La protección de un equipo eléctrico puede ser tan simple como un fusible o tan compleja como los modernos relés de tipo numérico, que hacen uso incluso de enlaces de fibra óptica para transmitir la información de un punto a otro. Por esta razón, una definición de Sistema de Protecciones debe ser lo suficientemente amplia como para incluirlas a todas. Los componentes son los siguientes:

- Transformadores de medida.
- Relés de protección.
- Interruptores de potencia.
- Circuitos de Control.

7.8.2.1 Transformadores de Medida

Se resuelve a base de conducir magnitudes proporcionales a las originales, pero con valores más manejables. Entre ellos están los transformadores de corriente y los transformadores de potencial (Ras, 1994).

7.8.2.2 Relés de Protección

Un relé de protección es un dispositivo que al experimentar un cambio en la condición física asociada a él por encima de un valor de ajuste realiza una operación específica. Generalmente el cierre o apertura por medio de contactos eléctricos (Gers, 1993).

7.8.2.3 Interruptores de Potencia

Como anteriormente se habría descrito, los interruptores de potencia interrumpen y restablecen la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción se debe efectuar con carga o corriente de corto-circuito (Enrique Harper, 2005).

7.8.2.4 Circuitos de control

Conjunto de elementos que interconectan a los tres componentes anteriores. Entre estos elementos se puede mencionar: alambrados; regletas de conexiones; switches; relés auxiliares; lámparas de señalización; dispositivos anunciadores; entre otros (Gas Natural Fenosa, 2017).

7.8.3 Protecciones en subestaciones de distribución

Los relés dependen de la variable del sistema de potencia a la cual respondan, como corriente, voltaje, frecuencia, etc. Por lo tanto, existen protecciones de diferentes tipos como son (Gas Natural Fenosa, 2017):

- Protección de sobre-corriente.
- Protección de sobre-tensión o sub-tensión.
- Protección sobre-corriente direccional.
- Protección de distancia.

- Protección diferencial de transformador, línea y de barra.
- Protección de baja o alta frecuencia.

7.8.4 Procedimientos básicos de coordinación de protección en S/E de distribución

En los sistemas de distribución actuales, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como "cascada", debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo "respaldo" o protegido (Ramirez S. , Protección de Sistemas Eléctricos, 2003).

Existen diferentes tipos de fusibles para realizar la coordinación de protección en sistemas de distribución de la energía, los fusibles se clasifican según su rapidez de despeje de la falla y son tipo K, T, H y N. Los fusibles tipo K conducen hasta 150% de su corriente nominal sin daños en una relación de tiempo de 6 – 8 mientras que los tipos T realizan su función en una relación 10 -13. Los fusibles tipo H conducen hasta el 100% de su corriente nominal sin daño. Tienen característica de fusión muy rápida sin embargo, los tipo N son aún más rápidos que los tipo H. (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2008).

Se pueden utilizar diferentes métodos para la coordinación de las protecciones como lo son:

- Método de curvas tiempo-corriente.
- Método de tablas de coordinación.
- Método de reglas prácticas o empíricas.

7.9 Herramientas de simulación

Dentro de los avances de la tecnología en el área de la ingeniería eléctrica los programas para la simulación de eventos en sistemas de potencia han sido los más importantes debido que se pueden contemplar diferentes escenarios de la red de distribución

nacional, regional o local sin afectar la red existente y así poder tomar decisiones para prevenir futuros daños dentro del sistema y contribuir con la confiabilidad del mismo.

En la actualidad, se disponen de diversos softwares que incorporan a sus módulos de operación el análisis de confiabilidad, facilitando en gran medida la obtención de datos del comportamiento operativo de los componentes o sistema eléctrico ante diferentes escenarios del sistema dentro del modelo representado (Mantilla, 2017).

A manera de ejemplo se citan los programas DIGSILENT, ETAP y NEPLAN. Estas herramientas, de uso común en la industria, poseen la mayoría de las características mencionadas anteriormente y serán tomados como referencia en el texto (Daza , Rueda , Silva-Ortega, Umaña-Ibañez, & Mercado-Caruso, 2015).

7.9.1 DIGSILENT

DIGSILENT Power Factory es una aplicación de software líder en análisis de sistemas de potencia para analizar sistemas de generación, transmisión, distribución e industriales. Cubre toda la gama de funciones, desde funciones estándar hasta aplicaciones altamente sofisticadas y avanzadas, incluida la energía eólica, la generación distribuida, la simulación en tiempo real y la supervisión del rendimiento para las pruebas y supervisión del sistema.

En su creación intervinieron ingenieros de sistemas eléctricos de potencia y desarrolladores de software. Dentro de las cualidades del programa se encuentra la posibilidad de trabajar de manera integrada con una interfaz gráfica en línea que posee funciones de dibujo de diagramas unifilares y cada elemento se enlaza directamente con la base de datos que almacene toda la información, permitiendo con esto la edición de parámetros desde el unifilar, además de incorporar características de análisis que se requieren para planear operar y mantener cualquier sistema eléctrico. Este es quizás el software más utilizado por los operadores de red en Colombia.



Figura 7.15 Software DIGSILENT PowerFactory.

Imagen recuperada de <https://www.DIGSILENT.de/en/newsreader/powerfactory-2018-beta-preview-41.html>

7.9.2 ETAP

Es software de ingeniería analítica de espectro completo que se especializa en el análisis, simulación, monitoreo, control, optimización y automatización de sistemas de energía eléctrica el cual da soluciones integradas para sistemas de energía que abarca desde el modelado hasta la operación (Electrical Transient Analyzer Program , 2018).

La herramienta ha sido diseñada en módulos, la base del programa se centra en la edición de diagramas unifilares, librerías y el estudio de potencia. Para el estudio de confiabilidad en redes de distribución, ETAP permite la simulación del sistema de energía integrado, así como la planificación, la protección y el software de sistema de gestión de distribución en tiempo real, logrando visualizar, gestionar las redes de distribución.



Figura 7.16 Software ETAP.

Imagen recuperada de <https://etap.com/>

7.9.3 NEPLAN

NEPLAN A lo largo del tiempo NEPLAN® se ha convertido en una de las empresas líderes en el mercado de software de ingeniería de sistemas de potencia. Es una herramienta de alta gama para análisis de sistemas de potencia para aplicaciones en sistemas de transmisión, distribución, generación, industriales, energías renovables, Smart Grid y es usado en más de 110 países (NEPLAN, 2018).



*Figura 7.17 Software NEPLAN.
Imagen recuperada de <https://www.neplan.ch/?lang=es>*

8. Metodología

La presente sección describe el procedimiento considerado para proponer las mejoras de confiabilidad de la subestación asociada al SDL en la ciudad de barranquilla. El estudio estará basado en información suministrada por el OR encargado del suministro de energía eléctrica de la región Caribe de Colombia. se describe las etapas para el desarrollo de este estudio.

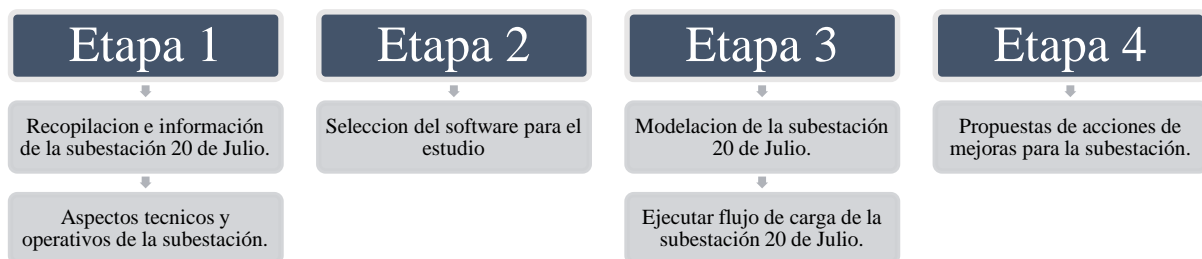


Figura 8.1 Etapas de estudio en mejoras de confiabilidad de la subestación 20 de julio. Elaboración propia.

8.1 Recopilación de información de la subestación 20 de Julio.

La información descrita en esta investigación ha sido suministrada por el Operador de Red Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. bajo un acuerdo académico donde el uso de la información dada se utilizará solo para fines académicos del presente estudio en el cual queda como constancia un documento firmado por ambas partes expedido por la Institución y autorizado por el OR.

La recolección de la información se comprende en varios puntos fundamentales y son los parámetros eléctricos de las líneas del Sistema de Transmisión Regional (STR) que comprometen a la subestación 20 de julio, escenarios de la demanda de energía eléctrica en los circuitos asociados a esta subestación, configuración de la subestación, diagrama unifilar actual de la subestación. De igual manera, las estadísticas de falla de los equipos en alta tensión y media tensión. Con base a la información anterior, se puede establecer escenarios reales debido que la información se fundamenta en datos dados por el operador de red y por

lo tanto, brindara conclusiones verídicas a las acciones a tomar para dar solución a los posibles inconvenientes que se presenten en esta subestación.

Para concluir la primera fase, se realiza una búsqueda de softwares para el desarrollo de simulación de sistemas eléctricos que contemple el módulo de confiabilidad y se selecciona la metodología de evaluación a utilizar en el presente estudio (Mantilla, 2017).

8.1.1 Aspectos técnicos y operativos de la subestación 20 de Julio

En la actualidad, la subestación 20 de julio cuenta con dos transformadores los cuales son alimentados por líneas a 110 kV y transforman tensiones de 13,8 kVA. La capacidad de los transformadores se presenta en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1.

Capacidad de la subestación 20 de julio.

Subestación	Capacidad de transformación (MVA)	Composición de la transformación
20 de Julio	90	1 x 50 MVA y 1 x 40 MVA

Nota: Se presentan los transformadores asociados a la subestación 20 de julio. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2018.

La subestación 20 de julio se encuentra ubicada dentro del sistema de potencia del departamento del Atlántico. Esta subestación con una configuración de doble barra es alimentada por líneas de transmisión a 110 kV provenientes de la generadora de energía Termo-Barranquilla – TEBSA por medio de las líneas LN703 con un calibre de conductor de 927.2 AAAC (All Aluminium Alloy Conductor) y la línea LN728 de igual calibre. Sin embargo, la LN728 alimenta al mismo tiempo la configuración en Anillo de la subestación Malambo. De igual manera, la Doble Barra de la subestación 20 de Julio es alimentada por la LN703 de igual calibre proveniente de la configuración en Anillo de la subestación Silencio como lo muestra la .

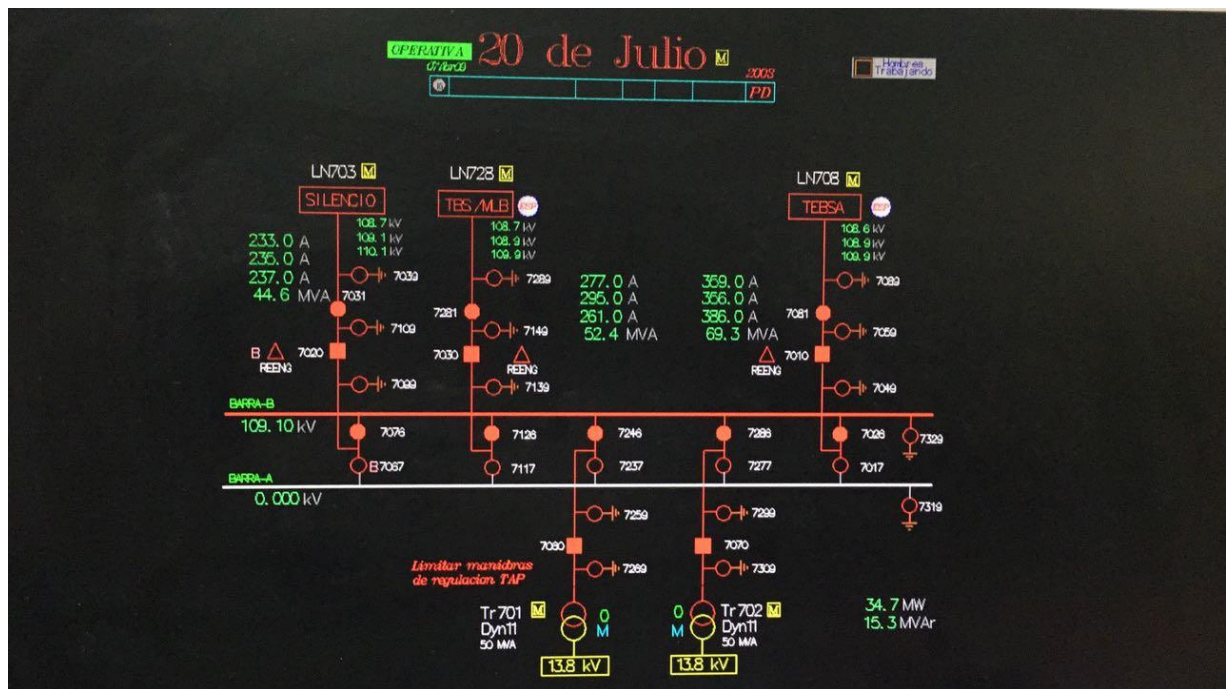


Figura 8.2 Configuración a nivel 110 kV de la subestación 20 de julio. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2018.

Como se describió en la Tabla 8.1. La subestación 20 de Julio posee un transformador móvil de 40 MVA o TR-01 que transforma niveles de tensión 110 kV/13,8 kV en los cuales están asociados los circuitos: Gaviotas, Ciudadela, Santo Domingo, Terranova, 20 de Julio 12, Arboleda y El Parque, Estadio, Centenario, 20 de Julio 13, 20 de Julio 14, Robles y Moras en el transformador 2 o TR-02 de 50 MVA que transforman niveles de tensión 110 kV/13,8 kV.

Cabe resaltar que la subestación 20 de julio posee la tecnología GIS a nivel 110 kV la cual le brinda una mayor confiabilidad y seguridad en espacio reducido como lo muestra la Figura 8.3.



Figura 8.3 Subestación 20 de julio por 110 kV. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2018.

En lo que concierne en las redes de distribución, la subestación 20 de julio tenía dos CABLE CERO, uno por cada transformador para brindar continuidad en el servicio de energía en el caso de tener una contingencia. El primero es el circuito Moras en el TR-01 de la subestación el cual tiene interconexión con los circuitos Gaviotas por, medio del Switch SW-5263 en la que actualmente se encuentra acoplado parte del circuito por medio del SW-XL-004. En el circuito veinte de julio 14 por medio del SW-XL-005, veinte de julio 13 por medio del SW-XL-002, el circuito centenario por medio del SW-XL-001. Sin embargo, el circuito Estadio se encuentra acoplado totalmente al CABLE CERO por la carga que maneja este circuito y el circuito Terranova por medio del SW-A0145 se encuentra acoplado parte del circuito y que por consiguiente, la finalidad del CABLE CERO no se cumple como lo expresa el ítem 2.4.4.1 de este trabajo.

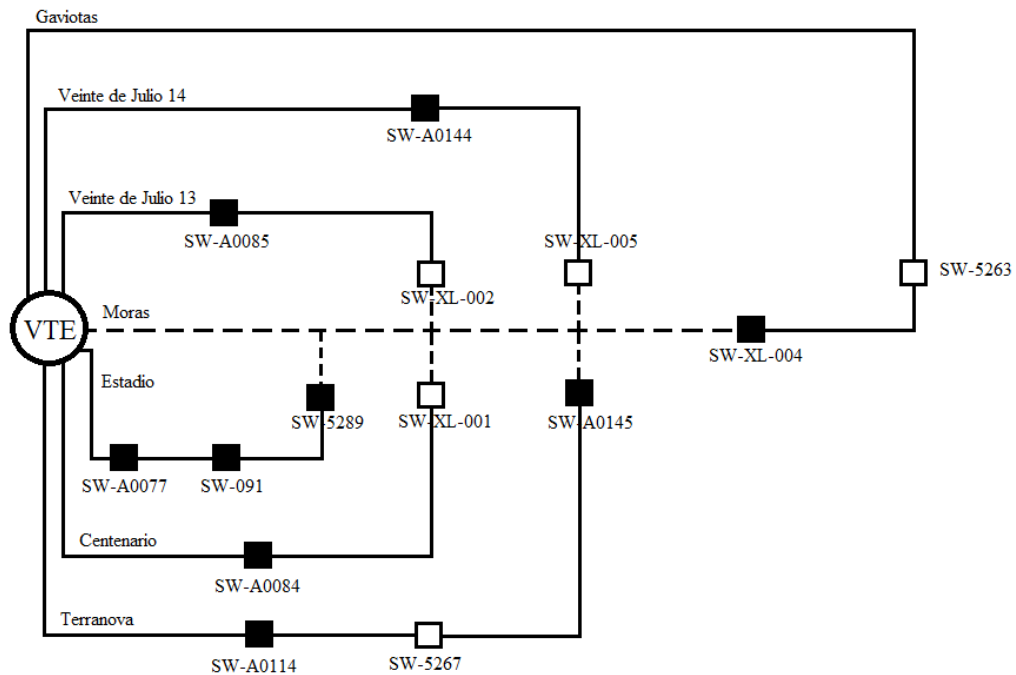


Figura 8.4 IAR interna de la subestación 20 de julio. Por Electricaribe S.A. E.S.P y adaptado Elaboración propia.

En el TR-02 de la subestación, el CABLE CERO es el circuito El Parque el cual tiene centros de reflexión con la subestación La Unión por medio del circuito Aeropuerto 1 con el SW5280, el circuito Aeropuerto 2 con el SW-118, la subestación Malambo por medio del circuito Mesolandia con el SW-5337 e Industrial Sur con el SW-A0143. De igual manera, tiene conectividad con el circuito Arboleda de la misma subestación con el SW-5336. El circuito Vente de Julio 12 tiene punto de frontera con el circuito Salamanca con el SW-5271 y con el SW-5274 con el circuito El Parque.

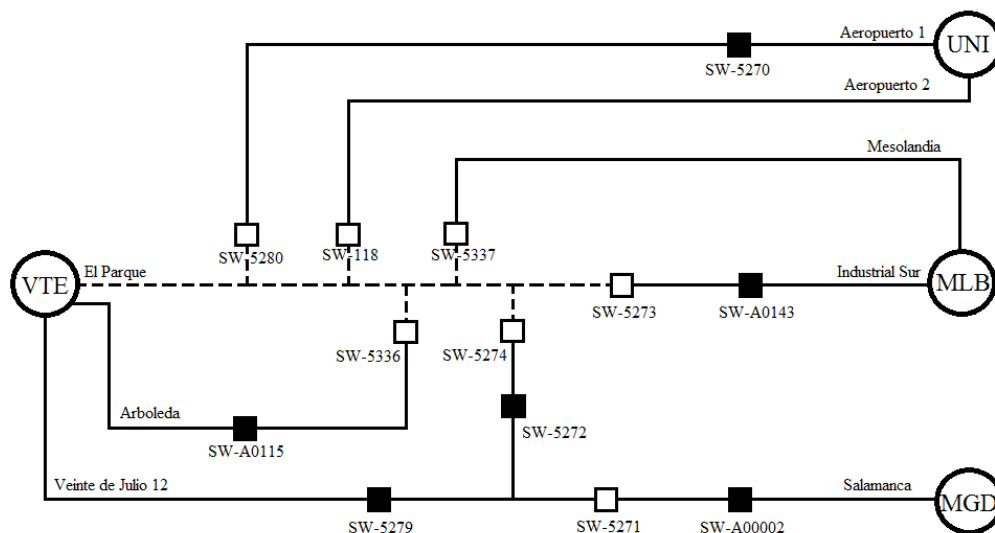


Figura 8.5 IAR con otras subestaciones asociadas a la Subestación 20 de julio. Por Electricaribe S.A. E.S.P. y adaptado Elaboración propia.

Sin embargo, actualmente el circuito El Parque lleva su propia carga a pesar de ser CABLE CERO y de igual manera, parte de la carga del Circuito Aeropuerto 1 el cual lleva parte de la carga del circuito Santo Domingo por medio del SW-5075 ubicado en la Carrera 2 con Calle 33 Barrio Santo Domingo. Este equipo no se encuentra tele-controlado y el equipo SW-5270 del circuito Aeropuerto 1 se encuentra abierto para que sea posible la transferencia de esa carga y la tensión no llegue a la subestación La Unión.

8.2 Selección del software para el estudio.

Para el modelamiento y estudio de la subestación 20 de Julio ha sido seleccionado el software DIGSILENT debido a su diseño que ofrece una plataforma muy dinámica y amigable para el usuario donde se puede modelar, dibujar o crear el sistema unifilar de estudio y establecer los parámetros de las líneas y equipos asociados al estudio de manera rápida y fácil. Es necesario para su correcto funcionamiento ingresar las características de los elementos asociados al SDL, STR, las subestaciones asociadas por medio de las redes de distribución de media tensión y de la propia subestación 20 de julio. Una vez se tenga el

sistema de transmisión asociado a la subestación y todos sus parámetros asociados a los circuitos a 13.8 kV, se ejecuta el flujo de carga y se valida que la información ingresada.

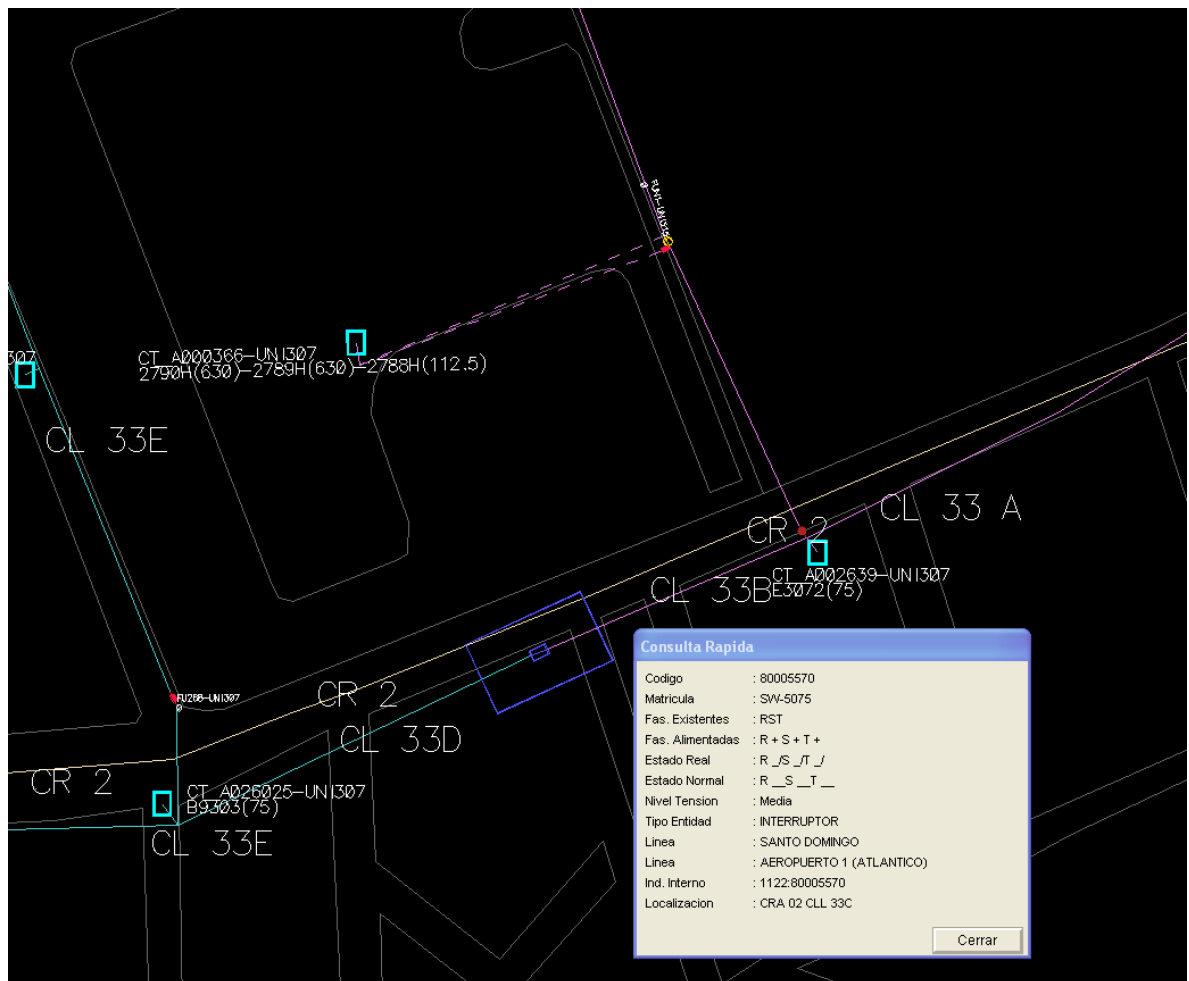


Figura 8.6 Plataforma BDI del equipo no Tele-controlado entre Aeropuerto 1 y Santo Domingo. Por Electricaribe S.A. E.S.P, 2017.

8.3 Modelación de la subestación 20 de Julio.

La modelación de un sistema de distribución nos permite evaluar los diferentes escenarios y las condiciones reales en la que las redes de media tensión funcionan teniendo en cuenta las condiciones anómalas producidas por las condiciones meteorológicas, condiciones de red y de quipos asociados a esta los cuales inciden de manera considerable en el correcto funcionamiento y operación de la red de distribución por parte del OR.

De igual manera, se deben tener en cuenta la topología de la red, los sistemas de protecciones y las estadísticas de fallas para brindar un panorama real de la situación actual

de los elementos evaluados y brindar un modelamiento real de las condiciones actuales de la subestación y los elementos asociados a esta.

Como se describió anteriormente, la subestación 20 de julio en la ciudad de Barranquilla está conformada por 12 circuitos (5 en el TR-01 y 7 en el TR-02) los cuales tienen una variabilidad de carga con respecto al tiempo el cual se ve reflejado en los transformadores asociados.



Figura 8.7 Subestación híbrida móvil en la subestación 20 de julio (Interrupción/Seccionador). Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2017.



Figura 8.8 Subestación híbrida móvil en la subestación 20 de julio (Transformador de potencia). Por Electricaribe S.A E.S.P., 2017.

El escenario considerado para la modelación en DISGILENT consideró el escenario de máxima demanda. Al momento de realizar el trabajo de grado la subestación 20 de Julio trabaja con una subestación móvil para suplir el servicio de energía al momento que el TR-02 estuviera fuera de servicio por fallas internas de aislamiento en la primera contingencia de la subestación, lo cual llevo a la compañía a redistribuir las cargas considerando un transformador móvil (provisional) de 40 MVA, el cual está conectado directamente a las líneas de alimentación de la subestación a 110 kV.

Los datos posteriormente expuestos, fueron tomados del sistema SCADA el 1ro de septiembre del 2017 bajo el escenario de máxima demanda:

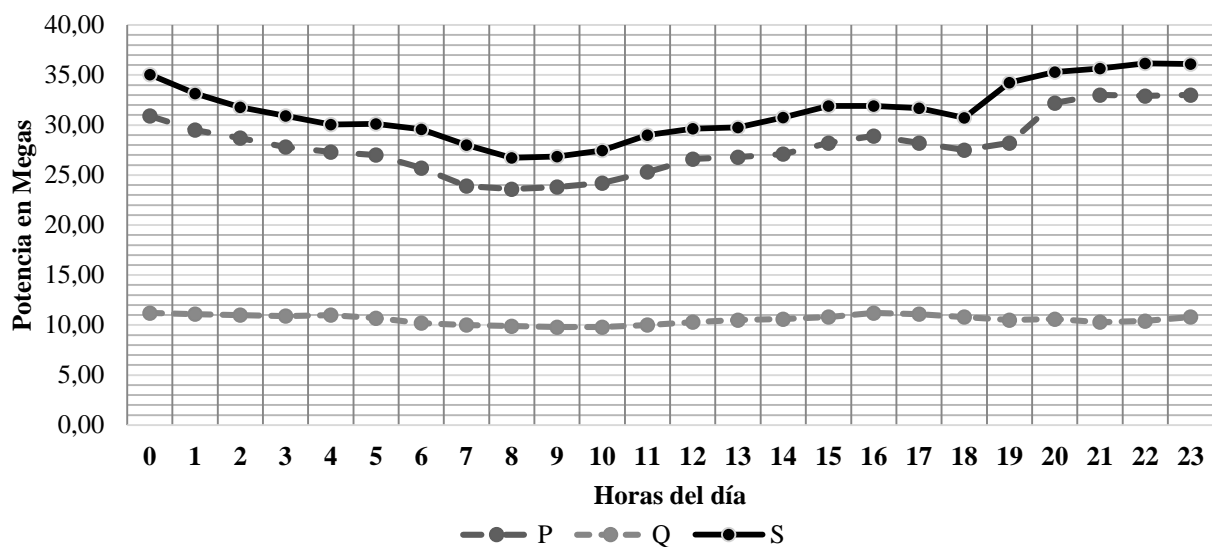


Figura 8.9 Comportamiento de la potencia activa, reactiva y aparente de la subestación híbrida móvil en la subestación 20 de julio. Por Electricaribe S.A. E.S.P. y adaptado Elaboración propia.

Con base a la Figura 8.9, el transformador de la móvil se encuentra por encima del 90% de su capacidad nominal con una potencia reactiva del 25% durante todo el día mientras las potencias activas y aparentes varían considerablemente durante el día.

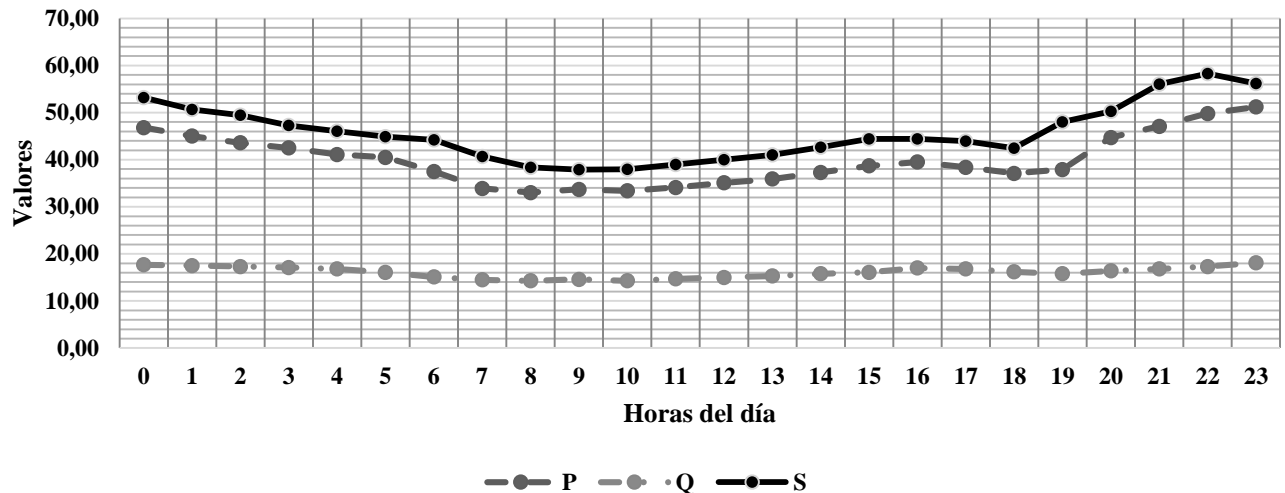


Figura 8.10 Comportamiento de la potencia activa, reactiva y aparente del transformador 2 de la Subestación 20 de Julio. Por Electricaribe S.A. E.S.P. y adaptado Elaboración propia.

Como se observa en la *Figura 8.10*, el transformador 2 de la subestación está teniendo una sobrecarga del 110% entre las 19:00 a 05:00 horas de la noche y madrugada sobrepasando su potencia nominal a valores críticos y perjudiciales para el transformador. De igual manera, se observan los valores de la potencia reactiva en casi un 30% de su potencia nominal.

8.4 Propuestas de acciones de mejora.

Una vez se identifican los diferentes factores que influyen de en las condiciones de operación de la subestación y que llevan a esta a tener diferentes eventos que comprometen la continuidad del servicio y su confiabilidad, se realizan propuestas de mejoras teniendo en cuenta la operatividad y características técnicas. También se deben tener en cuenta las posibles transferencias de cargas en horarios permitidos por las subestaciones asociadas a la subestación 20 de julio por medio de las estructuras de la arquitectura de red y poder así, abarcar el mayor porcentaje de usuarios en servicio.

La *Figura 8.11* presenta el flujograma de proceso considerado para el evaluar el estado actual de la subestación 20 de Julio y proponer las acciones centradas en los resultados

obtenidos del flujo de carga, el análisis de efecto de falla (FEA) y el estudio de confiabilidad con el propósito de presentar los resultados al operador de red.

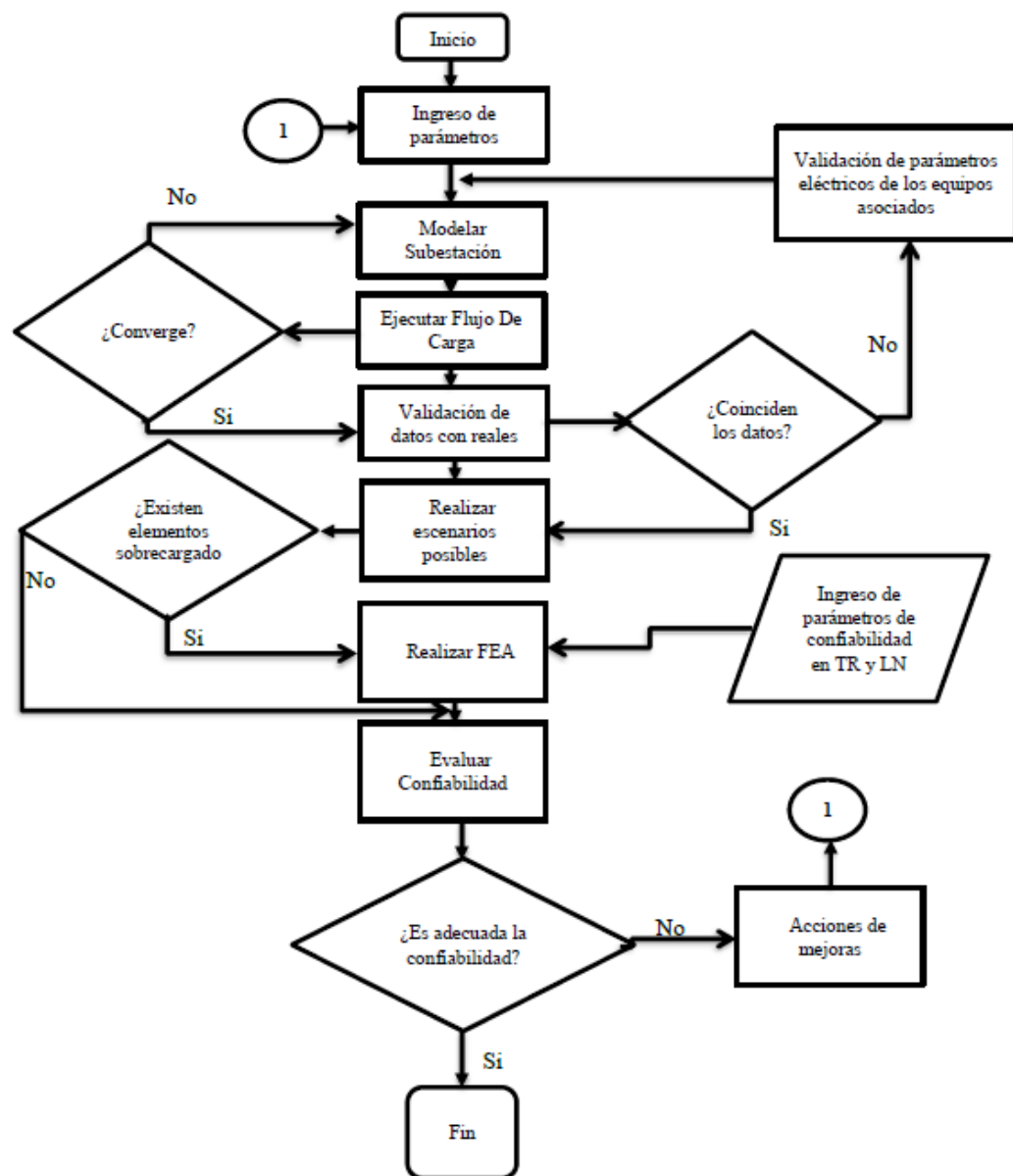


Figura 8.11 Flujograma de proceso considerado para el análisis de confiabilidad en subestación 20 de julio.
Elaboración propia.

9. Resultados

Al momento previo de realizar la simulación en el software escogido es necesario establecer los parámetros eléctricos de las líneas asociadas a la subestación y de los transformadores para tener al momento de la simulación valores semejantes a los reales y de esa manera, establecer soluciones verídicas que contribuyan de manera positiva a la mejora de la confiabilidad de la subestación.

Los parámetros que se establecen para los elementos asociados en la subestación se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 9.1

Parámetros eléctricos de las líneas a 110 kV asociadas a 20 de Julio.

Línea	Parámetros											
	Nombre	Tensión (kv)	Longitud (km)	Cap tpet nominal (a)	Cap tpet termica (a)	Cap tpet emergencia (a)	R1 (ω/km)	X1 (ω/km)	B1 (us/km)	R0 (ω/km)	X0 (ω/km)	B0 (us/km)
Tebesa - Veinte De Julio	LN708	110.0	3.22	640	794	690	0.0736	0.4465	37.67	0.3984	15.146	21.40
Silencio - Veinte De Julio	LN703	110.0	10.86	712	794	783	0.0740	0.4757	35.20	0.4246	14.121	21.40
Malambo - Veinte De Julio	LN728	110.0	12.60	500	580	570	0.1191	0.4718	35.60	0.4622	14.739	21.40
Tebesa - Veinte De Julio	LN728-2	110.0	3.45	640	794	690	0.0731	0.4368	38.50	0.3805	15.690	21.70

Nota: Se presentan los parámetros eléctricos de las líneas a 110 kV asociadas a la subestación 20 de Julio. Por Electricaribe S.A E.S.P., 2018.

Dentro del estudio también se tienen en cuenta la capacidad y las características eléctricas de los transformadores asociados a la subestación 20 de julio al momento de realizar el estudio.

Los transformadores asociados tienen las siguientes características:

Tabla 9.2.

Características eléctricas de los transformadores en 20 de julio.

Transformador	Parámetros					
	Capacidad alta (MVA)	Capacidad media (MVA)	Capacidad baja (MVA)	Impedancia HI (%)	Impedancia HM (%)	Impedancia ML (%)
TR-01	40	0	40	28,40	0,00	0,00
TR-02	50	0	50	17,52	0,00	0,00

Nota: Se presentan las características eléctricas de los transformadores asociados a la subestación 20 de julio. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2018.

9.1 Flujo de Carga

En la Tabla 9.3 se realiza el estudio de flujo de carga con el fin de comprobar la veracidad de los datos dados por el OR en la subestación 20 de Julio. Como resultado del estudio se obtiene que existe correspondencia entre los datos reales y los simulados utilizando el software DIGSILENT. Estos datos son considerados para el estudio de confiabilidad de la subestación.

Tabla 9.3

Flujo de carga de transformadores en 20 de julio

ACTIVO	SIMULADO			REAL		
	S(MVA)	P(MW)	Q(MVAR)	S(MVA)	P(MW)	Q(MVAR)
Transformador TR-01 - 20 DE JULIO	34,8	30,7	16,4	36,5	32,9	10,4
Transformador TR-02 - 20 DE JULIO	54,3	45,8	29,2	58,27	49,8	17,3

Nota: Datos arrojados por la simulación del flujo de carga en el Software seleccionado y los datos reales dados por el Operador de Red. Elaboración propia.

De igual manera, los circuitos asociados a la subestación 20 de julio son semejantes en cuanto al valor simulado y el real teniendo así de esta manera una congruencia entre los

valores simulados y los reales dados por el Operador de Red. De esta manera, determinar las causas que provocan los daños técnicos y operativos de esta subestación.

Tabla 9.4

Flujo de Carga en el TR-01 de 20 de julio.

ACTIVO DE CONEXIÓN	SIMULADO			REAL		
Transformador 01	S(MVA)	P(MW)	Q(MVAR)	S(MVA)	P(MW)	Q(MVAR)
20 DE JULIO 12	4,4	4,2	1,3	5,03	4,8	1,5
ARBOLEDA	8,7	8,1	3,1	9,94	9,3	3,50
TERRANOVA	4,9	4,7	1,5	5,66	5,4	1,7
SANTO DOMINGO	2,8	2,7	0,9	3,26	3,10	1,00
CIUDADELA	1,7	1,6	0,5	1,90	1,80	0,60
GAVIOTAS	10,2	9,4	3,8	11,57	10,8	4,4

Nota: Flujo de carga de los circuitos asociados al Transformador 1 de la subestación 20 de julio. Elaboración propia.

Tabla 9.5

Flujo de Carga en el TR-02 de 20 de julio.

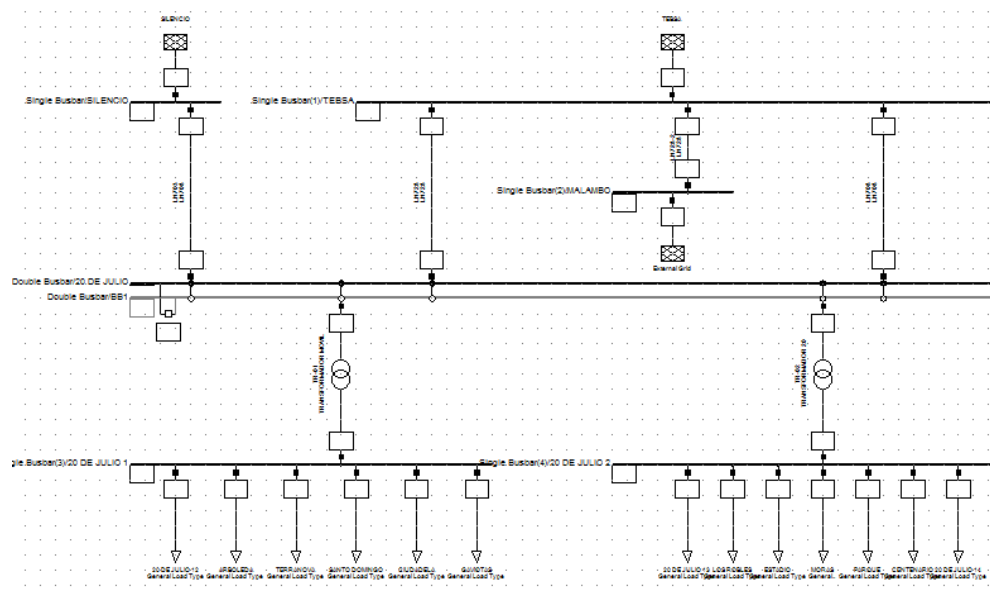
ACTIVO	SIMULADO			REAL		
Transformador 02	S(MVA)	P(MW)	Q(MVAR)	S(MVA)	P(MW)	Q(MVAR)
20 DE JULIO 13	10	9,5	3,2	12.14	11,5	3,9
LOS ROBLES	8,4	7,7	3,2	10.17	9,4	3,9
ESTADIO	6,5	6,2	2,0	7.87	7,5	2,4
MORAS	0	0	0	0	0	0
EL PARQUE	8,7	7,8	3,8	10,6	9,5	4,6
CENTENARIO	7,4	6,8	2,9	9,01	8,3	3,5
20 DE JULIO 14	8,5	7,7	3,7	10,4	9,36	4,44

Nota: Flujo de carga de los circuitos asociados al Transformador 2 de la subestación 20 de julio. El circuito Moras se encuentra transferido totalmente al circuito Estadio por lo tanto los valores son cero al momento de su medición. Elaboración propia.

9.2 Análisis de efecto de falla

El Análisis de Efecto de Falla (FEA) se basa en el presente trabajo se basa en la indisponibilidad de uno de los dos transformadores de potencia que conforman la subestación

De igual manera, se tendrá en cuenta las condiciones actuales de la subestación debido que al momento del estudio contaba con la subestación móvil de 40 MVA perteneciente a la empresa Transcelca S.A la cual suministraba el servicio de energía al haberse presentado los eventos expresados en la introducción de este trabajo.



En la *Figura 9.1*, las líneas que alimentan la subestación 20 de julio a 110 kV y la configuración actual de la subestación a nivel 13,8 kV. A raíz de los eventos pasados dentro de las instalaciones de la subestación la configuración a 13,8 kV quedo en Barra Sencilla en ambos transformadores sin interruptor de acople entre barras.

Bajo esta configuración, se puede determinar que al momento de falla de uno de los transformadores inmediatamente queda sin servicio la mitad de los usuarios distribuidos en los diferentes circuitos pertenecientes a cada transformador. Debido que no existe un Interruptor de Acople entre barras es imposible transferir carga dentro de la subestación.

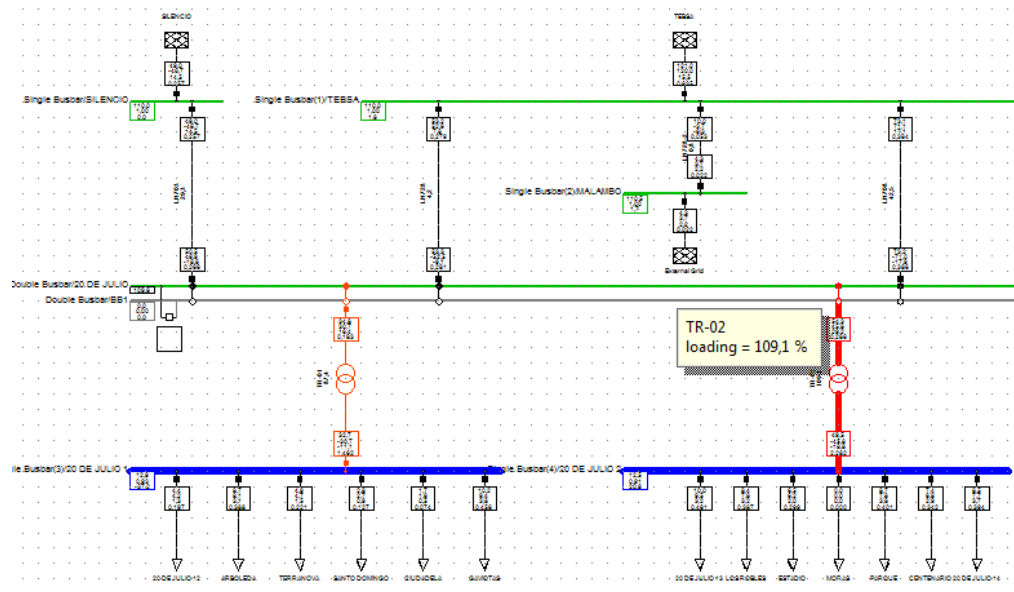


Figura 9.2 Simulación en Digsilent en 20 de julio. Elaboración propia.

En la figura anterior, el TR-02 de la subestación se encuentra sobrecargado y no hay un camino para transferir la carga de los circuitos ya que no existe un acople entre las dos barras. Posee un 109,1 % de sobrecarga por lo que se concluiría que si existirá un elemento de acople no se podría hacer esa transferencia por problemas de sobrecarga del transformador. Sin embargo, al existir ese interruptor el TR-02 de la subestación quedaría con el siguiente porcentaje de sobrecarga como lo muestra la imagen:

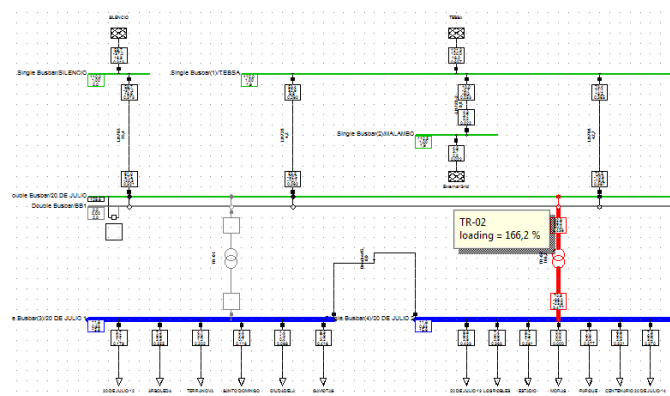


Figura 9.3 Transferencia de carga al TR-02 con interruptor de acople entre barras. Elaboración propia.

Al analizar el flujo de carga al momento de transferir la carga de la barra indisponible a causa de un posible daño del TR-01 de la subestación 20 de Julio el TR-02 tendría una

sobrecarga de 166,2 % que equivaldrían a 82,8 MVA por alta tensión provocando un daño de consideración. Las siguientes tablas resumen la cargabilidad de la subestación en los diferentes escenarios de falla que se pueden presentar y su actual cargabilidad:

Tabla 9.6

Condiciones de cargabilidad de la subestación 20 de Julio.

Transformador	Cargabilidad (%)
TR-01	83,7
TR-02	109,1

Nota: La cargabilidad se basa en los datos obtenidos el 1 de septiembre del 2017. Elaboración propia.

Tabla 9.7

Cargabilidad en los TR en ausencia en uno de ellos.

Transformador	Cargabilidad (%)
TR-01 si falla TR-02	198,7
TR-02 si falla TR-01	166,2

Nota: Se transfiere la carga de los transformadores para su simulación. Elaboración propia.

9.3 Análisis de confiabilidad

En el anterior análisis, la subestación 20 de julio tiene limitantes desde el punto de vista operativo, técnico, estructural el cual dificulta maniobras de transferencia de carga y una gran demanda de energía no suministrada al momento de una falla en el lado de 13,8 kV.

Al tener los transformadores de potencia conectados a la configuración barra simple o sencilla independientes sin un equipo que establezca un acople entre ellas, la subestación no está siendo flexible al momento de presentarse una nueva falla y por consiguiente una energía no suministrada. En el evento de fallar el TR-02 de la subestación 20 de Julio, más de 40 MW dejarían lo que equivaldría a una pérdida económica grandísima al no facturar esa energía y de igual manera, si la falla la tuviese el TR-01 más de 30 MW no serían suministrados.

Con base a estos factores y teniendo en cuenta la falla más considerable ocurrida el 4 de mayo del 2014 donde fueron 3 días que duró la reparación, las pérdidas económicas fueron (El Herald, 2014):

Tabla 9.8

Pérdidas económicas en la subestación 20 de julio.

Activo	P(MW)	Costo del KW/h	Días	Valor en Pesos Colombianos
TR-01	32,9	185,02	3	438.275.376
TR-02	42,8	185,02	3	570.157.632

Nota: Se presentan los resultados obtenidos en el cálculo de las pérdidas económicas en la subestación 20 de julio en caso de ocurrir una falla en la actual configuración de la subestación. Elaboración propia.

Al analizar la subestación, se concluye que no es una subestación confiable ya que no puede mantener el suministro de energía bajo la condición de que al menos un componente de la ella pueda repararse durante la normal operación y tampoco ofrece flexibilidad si uno de sus elementos más importantes como los transformadores de potencia saldrían por una falla. También esta subestación con base a los análisis realizados tiene inconvenientes con su modularidad debido que no es posible cambiar su configuración cuando sus necesidades así lo requieran para mantener el suministro de energía.

Por lo tanto, al tratarse de una subestación importante dentro en la ciudad de Barranquilla la cual distribuye energía en el Sur-Occidente en la ciudad y gran parte del municipio de Soledad las propuestas de solución deben tener presentes los conceptos de confiabilidad y modularidad para mantener el servicio de energía dentro de escenarios de contingencia y de igual manera, evaluar las condiciones operativas de las subestaciones con la cual esta tiene acoples en su red de distribución.

A continuación, se presenta las estadísticas de falla de los circuitos y sus periodos en los que estuvieron indisponibles durante los años 2015 y 2017:

Tabla 9.9

Estadísticas de falla de la subestación 20 de julio.

Nombre Circuito	Frecuencia de falla		Longitud Circuito (KM)	Promedio frecuencia de fallas	Tasa de Falla (λ)
	2015	2017			
V, Julio 12	60	110	21,255	85	4,00
Arboleda	75	124	21,999	99,5	4,52
Terranova	253	287	19,859	270	13,60
S, Domingo	24	60	5,561	42	7,55
Ciudadela	33	38	27,051	35,5	1,31
Gaviotas	60	173	23,586	116,5	4,94
V, Julio 13	161	208	28,170	184,5	6,55
Robles	86	117	25,367	101,5	4,00
Estadio	7	65	37,165	36	0,97
Moras	94	44	37,165	69	1,86
El Parque	88	51	12,934	69,5	5,37
Centenario	119	56	17,517	87,5	5,00
V, Julio 14	120	74	34,869	97	2,78

Nota: Se presentan los indicadores de falla de la subestación 20 de julio durante los años 2015 y 2017 con base a las incidencias presentadas en los años mencionados. Por Electricaribe S.A. E.S.P.

Tabla 9.10

Indisponibilidad en horas de los circuitos de la subestación 20 de julio.

Nombre Circuito	Duración en horas		Promedio de horas
	2015	2017	
V, Julio 12	139,18	239,13	189,158
Arboleda	199,13	307,67	253,400
Terranova	1160,57	519,32	839,942
S, Domingo	39,88	144,58	92,233
Ciudadela	107,48	134,23	120,858
Gaviotas	108,88	338,30	223,592
V, Julio 13	349,82	1057,97	703,892
Robles	329,92	171,28	250,600
Estadio	17,32	117,22	67,267
Moras	104,35	23,57	63,958
El Parque	86,17	144,38	115,275
Centenario	602,90	129,70	366,300

V, Julio 14	500,05	118,67	309,358
----------------	--------	--------	---------

Nota: Se presentan la duración en horas de los circuitos asociados a la subestación con base a las incidencias presentadas en los años 2015 y 2017. Por Electricaribe S.A. E.S.P.

En la Tabla 9.9 se puede observar que en algunos circuitos de la subestación se incrementó el número de disparos durante todo el año dando así a conocer el deterioro paulatino de la subestación al pasar el tiempo, que el circuito Terranova es el más afectado por las interrupciones de la subestación y uno de los circuitos que están dentro de los más extensos dentro de la subestación. Si se analizan las condiciones socio-económicas de los usuarios atendidos por medio de este circuito se establece que esas condiciones impactan significativamente la calidad del servicio de energía.

A continuación en la Tabla 9.11, se presentan las estadísticas de falla de las líneas asociadas a la subestación 20 de julio y las horas de indisponibilidad de las mismas:

Tabla 9.11

Estadísticas de falla de las líneas asociadas a 20 de julio.

Subestación Origen	Subestación Llegada	Nombre Línea	Frecuencia de falla					Longitud línea (KM)	Promedio frecuencia de fallas	Tasa de Falla (λ)
			20 11	20 12	20 13	20 14	20 15			
Tebsa	20 de Julio	LN708	2	1	0	0	0	3,22	0,6	0,2
20 de Julio	Silencio	LN703	4	5	31	9	7	10,86	11,2	1,0
Tebsa	20 de Julio	LN728	15	1	0	0	0	12,6	3,2	0,3

Nota: Se presentan las estadísticas de falla de las líneas asociadas a la subestación 20 de Julio dadas por el operador de red. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2018.

Tabla 9.12

Horas de indisponibilidad de las líneas de la subestación.

Subestación Origen	Subestación Llegada	Nombre Línea	DURACION (Hora)					Promedio De Duración (Hora)
			2011	2012	2013	2014	2015	
Tebsa	20 de Julio	LN708	6,96	7,89	0	0	0	3,0

20 de Julio	Silencio	LN703	0,82	11,6 1	117,9 1	62,8 2	28,6 6	44,4
Tebsa	20 de Julio	LN728	24,2 7	7,26	0	0	0	6,3

Nota: Se presenta la indisponibilidad en horas de las líneas asociadas a la subestación 20 de julio por parte del operador de red. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2018.

Las líneas LN708 y LN728 no presentan mayor tasa de falla y por lo tanto menor indisponibilidad con respecto a la LN708, la cual va de 20 de julio a Silencio.

Tabla 9.13

Horas de indisponibilidad de los transformadores de la subestación.

Subestación	Transformador	Duración en horas		Promedio de falla (Hora)
		2015	2017	
20 de Julio	TR-01	8,82	41,70	25,26
20 de Julio	TR-02	66,42	11,08	38,75

Nota: Se presenta las horas de indisponibilidad de los transformadores asociados a la subestación 20 de Julio durante los años 2015 y 2017 obtenidos de las incidencias generadas por el sistema SGI. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2018.

La Tabla 9.13 presenta la indisponibilidad en horas del TR-01 el cual fue remplazado por la subestación móvil donde fueron redistribuidos los circuitos con base a la capacidad nominal del transformador móvil de 40 MVA. Al observar la tabla, se concluye que la cargabilidad de la subestación móvil fue creciendo paulatinamente reflejándose en la indisponibilidad del transformador.

Tabla 9.14

Estadística de falla y tasa de falla de los transformadores de 20 de julio.

Subestación	Transformador	Frecuencia de falla		Horas año	Duración de falla 2015 (Hora)	Duración de falla 2017 (Hora)	Tasa de Falla 2015 (λ)	Tasa de Falla 2017 (λ)	Promedio o tasa de falla (λ)
		2015	2017						
20 de Julio	TR-01	1,00	4,00	8760	8,82	41,70	1,0010	4,0191	2,51
20 de Julio	TR-02	3,00	1,00	8760	66,42	11,08	3,0229	1,0013	2,01

Nota: Se presentan las estadísticas de falla por transformador de la subestación 20 de julio y su promedio de tasa de falla por datos obtenidos desde el sistema SGI. Por Electricaribe S.A. E.S.P., 2018.

Con base a esta información, es posible determinar por medio de la herramienta de simulación escogida para este trabajo DIGSILENT Power Factory la Energía No Suministrada (ENS) el cual es el indicador escogido a partir del estudio de cargabilidad por medio del FEA de los elementos críticos de la subestación que en este caso son los transformadores de potencia.

Tabla 9.15

Energía no suministrada por transformadores de 20 de julio.

Elemento crítico	Tasa de Falla (λ)	Promedio de duración de falla (Hora)	ENS (MWh/a)
TR-01	2,51	25,26	1973,75
TR-02	2,01	38,75	3570,82

Nota: Se presenta la energía no suministrada por transformador los cuales son los elementos críticos de la subestación 20 de julio con base al FEA y su tasa de falla durante los años 2015 y 2017. Elaboración propia.

Respecto al análisis de efecto de falla (FEA) se observa la veracidad del análisis de la ENS donde el TR-02 de la subestación es quien tiene el mayor valor de energía no suministrada por lo tanto la intervención sobre este equipo debe ser inmediata debido que maneja la mayor demanda de la subestación.

9.4 Alternativas de solución

Al conocer el estado actual a profundidad de la subestación, al saber la manera como se comportaría la dentro de escenarios que comprometen sus equipos más importantes y con base al estudio de confiabilidad, análisis de falla y las pérdidas económicas se hace necesario presentar alternativas de solución para mitigar y evitar futuros daños en la subestación y sus alrededores y por consiguiente evitar pérdidas económicas para la empresa.

9.4.1 Alternativa técnica 1

La primera alternativa de solución que se propone para las condiciones actuales de la subestación 20 de julio es su configuración a nivel 13,8 kV y su repotenciación en los transformadores de potencia. Pasar la configuración de barra sencilla a doble barra con

interruptor de acople entre barras del mismo transformador y entre la Barra del transformador adyacente y los transformadores de potencia a 100 MVA como lo muestra la , para ampliar la cobertura al momento de ocurrir una falla en uno de ellos.

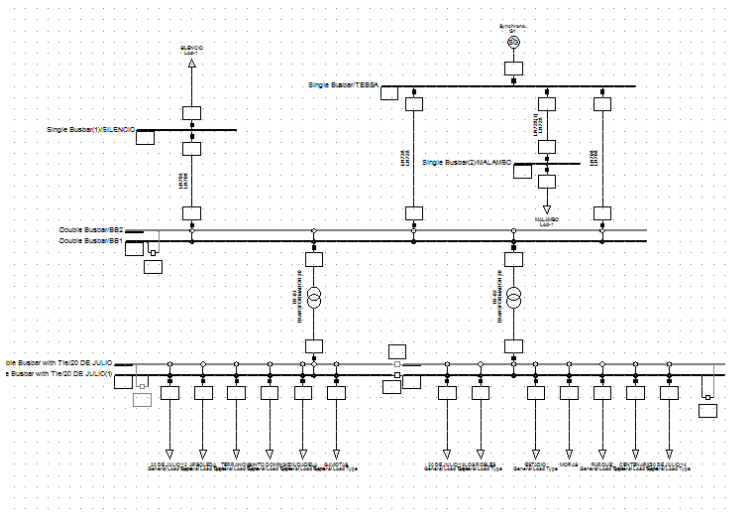


Figura 9.4 Alternativa técnica 1. Elaboración propia.

La Figura 9.4, representa el diagrama unifilar propuesto de la subestación a 13,8 kV donde se pueden transferir cargas a través de los transformadores y sus barras brindando de esta manera una mejor confiabilidad y modularidad de la subestación permitiendo realizar mantenimientos sin interrumpir el suministro de energía a los usuarios.

Las siguientes tablas describen los indicadores de indisponibilidad respecto a la cargabilidad del elemento bajo este escenario de operación:

Tabla 9.16

Cargabilidad en indisponibilidad de alguno de los dos transformadores. Alternativa Técnica

Transformador	Cargabilidad (%)
TR-01 si falla TR-02	106,9
TR-02 si falla TR-01	106,9

Nota: Se transfiere la carga del TR-02 al TR-01 para su simulación. Elaboración propia.

De igual manera, si la subestación trabaja dentro de sus condiciones normales de funcionamiento bajo estas sugerencias los transformadores tendrían una cargabilidad del 46,9% ambos transformadores ya que existe el acople entre sus barras a nivel 13,8 kV.

9.4.2 Alternativa técnica 2

La segunda alternativa para solucionar el inconveniente de sobrecarga que presenta la subestación es de implementar un nuevo transformador de 50 MVA que ayude a reducir la cargabilidad de los dos transformadores en el horario donde la carga de la subestación llega a su máximo valor.

Se sugiere que el transformador tenga las mismas características de los transformadores actuales para proceder a realizar las trasferencias de carga entre circuitos pasando por cero, es decir, una transición cerrada que no provoque un apagón por unos minutos mientras se realiza la maniobra por parte de los operadores de red del CLD del OR.

Estas trasferencias son posibles gracias a la arquitectura de red establecida en la red de distribución. Permite acomodar las cargas de los usuarios en los momentos más críticos de la subestación. De igual manera, contribuye a realizar trabajos de mantenimiento en una subestación completa y es capaz de alimentar toda una subestación por medio de su arquitectura.

Lo más importante de esta alternativa técnica de solución es que no se debe modificar toda la subestación. La propuesta es pasar los circuitos CABLE CERO como lo son Moras y El parque al nuevo transformador debido que la arquitectura de red ya está establecida en la red de distribución y así pasar las cargas de los circuitos Gaviotas, 20 de Julio 13, 20 de Julio 14, Estadio, Centenario, Terranova a circuito Moras. En cambio, para el CABLE CERO, el circuito El Parque se debe pasar por cero o se debe hacer una transición abierta debida que

los transformadores pertenecientes a las subestaciones La Unión, Malambo, Rio Magdalena no son congruentes a los transformadores de la subestación 20 de Julio.

De esta manera, no solo se solucionaría el inconveniente de la sobrecarga de la subestación 20 de julio sino de las otras subestaciones asociadas a ella por medio de la arquitectura de red como se muestran en las *Figura 8.4* y *Figura 8.5* de este proyecto. Cabe resaltar que el CABLE CERO tiene limitantes dentro de la Implementación de Arquitectura de Red o IAR que permiten transferir solo los megavatios que sean permitidos a las características constructivas del conductor como lo es el calibre. El calibre del conductor difiere mucho en la ciudad donde esté ubicada la subestación.

Con base a esta alternativa de solución la cargabilidad de la subestación quedaría de la siguiente manera como lo muestra la Tabla 9.17:

Tabla 9.17

Cargabilidad bajo la alternativa técnica 2.

Transformador	Cargabilidad (%)
TR-01	53,9
TR-02	78,4
TR-AUX	63,6

Nota: Se presenta la cargabilidad de la subestación con la implementación del nuevo transformador sugerido en la alternativa técnica 2 para mejorar la confiabilidad. Elaboración propia.

10. Conclusiones

Por medio de la realización de este trabajo y la recopilación de información acerca del funcionamiento de las subestaciones de distribución y las características técnicas y operativas de la subestación 20 de Julio y de las redes de distribución en media tensión se modeló el flujo de carga de la subestación brindando la información necesaria para determinar las condiciones actuales de funcionamiento y brindar soluciones técnicas y operativas que ayuden a mejorar los factores de confiabilidad, modularidad y seguridad de la subestación.

La simulación de la subestación en el software DIGSILENT logró caracterizar las condiciones reales de funcionamiento de la subestación para de este modo establecer alternativas técnicas de solución a las actuales condiciones que sean útiles al operador de red.

Al finalizar se presentan dos alternativas viables para la optimización de la confiabilidad, flexibilidad y modularidad de la subestación por medio de la restructuración de la configuración doble barra con interruptor de acople nivel 13,8 kV y la repotenciación de los transformadores de potencia. También se determina la implementación de un nuevo transformador que brinde la posibilidad de transferir las cargas propias de los circuitos de la subestación y de los circuitos con la cual la subestación 20 de julio tiene puntos de frontera con las demás subestaciones para reducir en momentos críticos su cargabilidad y mantener el servicio de energía. En estas subestaciones. Dentro las recomendaciones propuestas por el trabajo de grado se sugieren:

- ✓ Evitar la sobrecarga en la subestación utilizando los equipos de maniobra ubicados en el sistema IAR.
- ✓ Mantenimiento periódico de las redes de distribución asociadas a la subestación 20 de julio.
- ✓ Estudios termo gráficos en los circuitos para evitar futuros daños dentro de la subestación.

Como futuros trabajos que tributen a la línea de investigación en SISTEMAS DE POTENCIA se proponen los siguientes proyectos de investigación:

- ✓ Evaluación de la cargabilidad momentánea en las redes de distribución y la utilización del sistema IAR para transferir cargas en subestaciones en la ciudad de Barranquilla.
- ✓ Estandarización de los sistemas de distribución en las zonas urbanas y zonas rurales de la Costa Caribe.
- ✓ Desarrollo de estrategias para la detección oportuna de fallas en el SDL de la Costa Caribe.

11. Referencias

Arriagada, A. (1994). Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución.

Santiago de Chile: Tesis.

Banco Mundial. (2018, 06 12). Recuperado de

<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2016&locations=C>
O&start=1990

Billinton, R., & Bollinguer, K. (1968). Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes. New York: IEEE.

Chapman, S. (2000). Maquinas eléctricas. Australia: Mc Graw Hill.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2007). Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá: CREG 119.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2008). Metodología para remunerar la distribución de la energía eléctrica. CREG 097 del 2008. Bogotá: CREG.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018, Abril 13). CREG 015. Recuperado de <http://www.creg.gov.co/index.php/creg/quienes-somos/funciones?showall=1&limitstart=>

Cordero, C. (2014, mayo 4). Apagón en parte de Barranquilla y Soledad. Recuperado de <https://www.elheraldo.co/local/apagon-en-el-norte-de-barranquilla-y-parte-de-soledad-151417>

Daza, J., Rueda, J., Silva-Ortega, J. I., Umaña-Ibañez, S., & Mercado-Caruso, N. (2015). Modelo de 75 nodos para evaluar la operación en estado estable de una red de sub-transmisión de energía eléctrica. Espacios, 10-21.

El Herald. (2014, Mayo 7). Recuperado de <https://www.elheraldo.co/local/electricaribe-dice-que-normaliza-100-circuitos-de-subestacion-20-de-julio-151765>

El Herald. (2017, Noviembre 26). Se prolonga suspensión de energía en más de 80 barrios de Barranquilla y Soledad. Recuperado de <https://www.elheraldo.co/barranquilla/se-prolonga-suspension-de-energia-en-mas-de-80-barrios-de-barranquilla-y-soledad-428256>

Electrical Transient Analyzer Program . (2018, Abril 19). ETAP. Recuperado de <https://etap.com/>

Enrique Harper, G. (2005). Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión. Balderas 95: Limusa.

Enríquez Harper, G. (2005). Elemento De Diseño De Subestaciones Eléctricas. Mexico: Limusa.

Gary, A., & Mass, A. (1994). Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución. Santiago de Chile: Tesis de maestría.

Gas Natural Fenosa. (2013, Mayo 19). Arquitectura de red MT. Barranquilla, Atlántico, Colombia.

Gas Natural Fenosa. (2017, Marzo 20). Protecciones. Barranquilla, Atlántico, Colombia.

Gas Natural Fenosa. (2017, Mayo 8). Calidad del Suministro. Barranquilla, Atlántico, Colombia.

Gers, J. (1993). Aplicación de Protecciones Eléctricas a Sistemas de Potencia. Cali: Universidad del Valle.

Gómez, V., & Julio, C. (2006). Valoración de confiabilidad de subestaciones eléctricas utilizando simulación de montecarlo. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

Grover, M., & Billinton, R. (1974). A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation. New York: IEEE.

- Grover, M., & Billinton, R. (1975). Reliability Assessment of Transmission and Distribution Schemes. New York: IEEE.
- Harper, G. (2005). Elemento de diseño de subestaciones eléctricas. Mexico: LIMUSA S.A.
- IEEE. (2007). Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. New York: IEEE.
- IEEE. (2012). Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. New York: IEEE.
- Ingeniería del mantenimiento. (2018, Junio 13). Recuperado de <http://ingenieriadelmantenimiento.com/index.php/26-articulos-destacados/17-plan-de-mantenimiento-basado-en-rcm>
- Institute of Electrical and Electronics Engineer. (2012). Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. New York: IEEE.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2008). Standard Specifications for High Voltage Expulsion, Current-Limiting, and Combination-Type Distribution and Power Class External Fuses, with Rated Voltages from 1 kV through 38 kV, Used for the Protection of Shunt Capacitors. New York: IEEE.
- Instituto de Investigaciones Eléctricas. (2018, Junio 13). Recuperado de <http://www.cambioclimatico-regatta.org/index.php/es/instituciones-clave/item/instituto-de-investigaciones-electricas-iie>
- Izquierdo, J. (2002). Estudio de flujo de potencias y análisis de fallas en sistemas de distribución radial. Nuevo león: Tesis de grado.
- Mantilla, B. (2017). Evaluación de la confiabilidad de la red de subtransmisión y distribución primaria del Atlántico utilizando la herramienta de simulación de sistemas eléctricos. Barranquilla: Tesis de grado.
- Mendez, C. (2009). Confiabilidad de una red de energía eléctrica para un usuario industrial. Provincia de San José: Tesis de grado.

- Ministerio de Minas y Energía. (1994). Ley 142 de 1994. Bogotá.
- Nack, D. (2005). Reliability of Substation Configurations. Ames: Iowa State University.
- Naranjo, A. (2008). Proyecto del Sistema de Distribución Eléctrico. Valle de Sarténajas: Equinoccio.
- NEPLAN. (2018, Abril 19). Recuperado de <https://www.neplan.ch/escompany/?lang=es>
- Peréz, P. (2001). Transformadores de distribución. México: Reverté.
- Ramírez, C. F. (1991). Subestaciones de alta y extra alta tensión. Medellín: HVM Ingenieros.
- Ramírez, S. (2003). Protección de Sistemas Eléctricos. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- Rámirez, S. (2004). Redes de Distribución de Energía. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- Ramos, G., Torres, A., & Rognon, J. (2007). Análisis de Confiabilidad de Sistemas Industriales Aplicando Redes Bayesianas considerando Aspectos de PQ y Seguridad - Caso de Estudio Sistema IEEE 493. Bogotá: IEEE.
- Ras, E. (1994). Transformadores de potencia, medida y protección. Barcelona: Marcombo.
- Ráull, J. (1987). Diseño de subestaciones eléctricas. Mexico: McGRAW-HILL.
- Salazar, G., Chusin, L., & Escobar, B. (2015). Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con Penetración de Generación Distribuida. Revista Politecnica, 3-5.
- Silva-Ortega, J. I. (2012). Caracterización y estudio del modelo IEEE9 orientado hacia el análisis de estabilidad transitoria. INGEUC, 163-190.
- Stevenson, W., & Grainger, J. (2001). Análisis de sistemas de potencia. Mexico: McGraw-Hill.
- Todd, Z. (1964). A probability method for transmission and distribution outage calculations. IEEE.

Trashorras, J. (2015). Subestaciones Eléctricas. Madrid: Paraninfo.

Wang, F. (2012). Reliability Evaluation of Substations Subject to Protection Failures.

Netherlands: Delft University Of Technology.

Zapata, C. (2011). Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.